

UNIVERSIDAD DEL NORTE
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL



**MODELING OF THE RURAL DISTRIBUTION SYSTEM WITH APPLICATIONS OF
MICROGRIDS, TO EVALUATE RELIABILITY**

TESIS

Para la obtención del título de
Doctor en Ingeniería Industrial

JOSÉ LUIS LÓPEZ PRADO

Barranquilla, Colombia

Enero 2022

UNIVERSIDAD DEL NORTE
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL



**MODELING OF THE RURAL DISTRIBUTION SYSTEM WITH APPLICATIONS OF
MICROGRIDS, TO EVALUATE RELIABILITY**

TESIS

Para la obtención del título de
Doctor en Ingeniería Industrial

JOSÉ LUIS LÓPEZ PRADO

Barranquilla, Colombia

Enero 2022

AGRADECIMIENTOS

Gracias a Dios por ser mi guía en todos mis proyectos.

Me gustaría agradecer a todas las personas que han contribuido de una forma u otra al desarrollo de esta tesis.

Me gustaría expresar mis más sinceros agradecimientos a mis directores Guisselle García y Jorge Vélez por su apoyo, orientación, recomendaciones y los más importante por su amistad. También, le agradezco al profesor Jorge Wilson Gonzáles, por abrirme las puertas del Grupo de Investigación en Transmisión y Distribución de Energía, de la Universidad Pontificia Bolivariana y por sus invaluable aportes.

Asimismo, le agradezco a la Universidad del Norte, a los profesores y compañeros del Doctorado por todos los conocimientos recibidos. De la misma manera, a mis compañeros de trabajo en la Universidad del Sucre, gracias por sus consejos, amistad y respeto.

El autor agradece el apoyo del programa Ecosistema Científico, Proyecto # 58667 “Estrategia de Transformación del Sector Energético Colombiano en el Horizonte 2030”.

Por último, pero no menos importante, gracias a todas las personas que forman parte de mi vida especialmente a mi Mama, mi familia, mi novia y amigos por su aliento incondicional. Espero devolverles todo lo mejor.

RESUMEN

La sociedad moderna se enfrenta a un sistema energético insostenible, debido a la creciente demanda energética (se espera que se duplique en 20 años) y al envejecimiento de las actuales redes eléctricas, entre otros. Lo anterior, es más notorio en sistemas de distribución rural, especialmente en países en desarrollo, siendo esto consecuencia de ubicaciones remotas y clientes altamente dispersos conectados a redes aéreas débiles con topologías radiales sin redundancia [1]. Para hacer frente a estos retos y muchos otros, en años recientes nace el concepto de Smart-Grids, que integra el sistema de potencia convencional con sistemas de generación distribuida convencionales o renovables, sistemas de almacenamiento de energía y vehículos eléctricos, utilizando para esto sistemas de protecciones avanzados, sistemas de control inteligentes y tecnologías de la información y las telecomunicaciones [2].

Un componente fundamental de las Smart Grids son las **Microgrids (MGs)**. La implementación de estas mejoraría la calidad del suministro, la eficiencia, la confiabilidad y proporcionaría una energía más limpia. A pesar de las ventajas de las MGs, hay grandes retos tecnológicos para conectar las aplicaciones de MGs al sistema de distribución [3]. Con el objetivo de identificar brechas de investigación en esta área, se realizó una revisión bibliográfica.

La revisión de literatura reveló que, si bien se han realizado y se encuentran en curso muchas investigaciones con respecto a los sistemas de distribución con aplicaciones de MGs, aún existen un gran número de diferentes métodos y estrategias, así como conceptos con respecto a MGs por investigar. De todos estos conceptos, métodos y estrategias, a los más destacados o promisorios se les debe realizar una evaluación de la confiabilidad. Por ejemplo, al concepto de MGs rurales, los sistemas de protección, control, tecnologías de la información y las telecomunicaciones, y los dispositivos electrónicos de potencia. El desarrollo de esta línea de investigación posibilitaría superar las barreras tecnológicas que impiden que las MGs hagan parte de una red eléctrica totalmente comercial, confiable y rentable.

Dada la extensión potencial de la línea de investigación tan amplia, se delimitó el problema. De todas las brechas identificadas, el foco principal de esta tesis son las redes de distribución rural en sistemas reales. Por lo tanto, en este documento se evalúa la confiabilidad en sistemas de distribución rural con aplicaciones de MGs, integrando la generación distribuida convencional y renovable, los sistemas de almacenamiento de energía, el comportamiento aleatorio de las fallas en componentes de los sistemas de distribución y el comportamiento cronológico de la demanda, teniendo en cuenta el tipo, el tamaño y la ubicación de la generación distribuida o la capacidad de los sistemas de almacenamiento. Para realizar dicha evaluación, se modeló un sistema de distribución rural con MGs, con representación en parámetros de confiabilidad, utilizando el Método Secuencial de Simulación de Monte Carlo. Dicho modelo permite realizar el cálculo de los índices de confiabilidad más utilizados en la literatura, como son: el índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema, el índice de duración promedio de la interrupción del sistema y la energía no suministrada entre otros.

Una vez desarrollado el modelo, exploramos diferentes niveles de penetración de sistemas de generación distribuida fotovoltaica y convencional, y sistemas de almacenamiento de energía, además evaluamos el efecto de diferentes niveles de potencia nominal del almacenamiento de energía. Todos estos factores se han usado antes en la literatura para evaluar el funcionamiento de estos sistemas. Se utilizó un sistema de distribución rural real colombiano como caso de estudio, pero nuestro enfoque se puede generalizar a otros sistemas de distribución rurales en países en desarrollo.

Mediante la simulación de diferentes escenarios, pudimos mostrar cómo los resultados de la evaluación de confiabilidad pueden usarse no solo para estimar los índices de confiabilidad de los sistemas evaluados, sino que ofrecen información para realizar recomendaciones sobre el dimensionamiento de los diferentes sistemas que componen las MG, con el fin último de cumplir con objetivos específicos de confiabilidad. Además, el estudio verificó que la introducción de sistemas de generación distribuido fotovoltaicos por sí solos no lograrían los objetivos de confiabilidad establecidos para el país del caso de estudio, mostrando la necesidad de introducir en este sistema MG híbridas y enfatizando el

correcto dimensionamiento del nivel de penetración de sistemas de generación distribuida fotovoltaicas y convencionales. Esto en conjunto con los niveles de potencia nominal del almacenamiento de energía de sistemas de almacenamiento de energía. Los resultados muestran que el enfoque del método de modelado y solución propuesto es útil para evaluar la confiabilidad en sistemas de distribución rural con MG, pero también proporciona una herramienta para diseñarlas con la orientación de cumplir objetivos específicos de confiabilidad.

CONTENIDO

RESUMEN	i
Contenido	iv
Listado de Tablas	viii
Listado de Figuras.....	ix
1. INTRODUCCIÓN.....	1
<i>Parte 1: Evaluación de Confiabilidad en Sistemas de Distribución con Microgrids: REVISIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LA LITERATURA.</i>	1
1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.2. MARCO TEÓRICO.....	4
1.2.1. Estructura del Sistema Eléctrico.....	5
1.2.2. Evaluación de la Confiabilidad en el Sistema Eléctrico	5
1.2.3. Índices de Adecuación de los Sistemas de Distribución.....	6
1.2.4. DS de Prueba para Evaluación de Confiabilidad	8
1.2.5. Técnicas de Evaluación de Confiabilidad en el Sistema de Distribución.....	8
1.3. MICROGRIDS Y SUS SUBSISTEMAS.....	8
1.3.1. Smart-Grids	8
1.3.2. Microgrids	9
1.3.3. Arquitecturas de las MG.....	12
1.3.4. Generación Distribuida.....	12
1.3.5. Cargas	13
1.3.6. Sistemas de Almacenamiento de Energía	14
1.3.7. Sistemas de Protección	14
1.3.8. Sistemas de Control.....	15
1.3.9. Sistemas de Tecnología de la Información y las Comunicaciones.....	16
1.3.10. Dispositivos Electrónicos de Potencia.....	16
1.4. EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD EN DS CON MGS: PROBLEMAS Y OPORTUNIDADES.....	17
1.4.1. ¿Por qué es Importante la Evaluación de Confiabilidad en DS con MGS?	17
1.4.2. Evaluación de Confiabilidad con SG	18
1.4.3. Evaluación de Confiabilidad en DS Cuando se Introducen MGS	19
1.4.4. Evaluación de Confiabilidad de las Arquitecturas MG	21

1.4.5. Evaluación de Confiabilidad en DS y MGs con Generación Distribuida	21
1.4.6. Evaluación de Confiabilidad en MGs Analizando la Influencia de las Cargas.....	22
1.4.7. Evaluación de Confiabilidad en MGs, Analizando la Influencia del ESS	23
1.4.8. Evaluación de Confiabilidad en MGs, Analizando la Influencia de los Sistemas de Protección	24
1.4.9. Evaluación de Confiabilidad en MGs, Analizando la Influencia de los Sistemas de Control	25
1.4.10. Evaluación de Confiabilidad en MGs, Analizando la Influencia de las TIC	27
1.4.11. Evaluación de Confiabilidad en MGs, Analizando la Influencia de los Sistemas Electrónicos de Potencia	28
<i>Parte 2: Investigación Propuesta</i>	28
1.5 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	28
1.6 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	31
1.6.1 Objetivo General	31
1.6.2 Objetivos Específicos.....	32
1.7 CONTRIBUCIONES	32
1.7.1 Artículos Publicados	33
1.7.2 Ponencias en Eventos Internacionales.....	33
1.7.3 Artículos Sometidos	34
1.7.4 Artículos en Elaboración.....	34
1.8 ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO	34
2. COMPARACIÓN DE MÉTODOS DE MODELAMIENTO	37
2.1. INTRODUCCIÓN	37
2.2 MÉTODOS PARA LA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD EN RDS	37
2.2.1 Métodos Analíticos.....	38
2.2.2. Método Analítico Aproximado de Análisis de Modo y Efecto de la Falla (FMEA)/ Conjunto de Cortes Mínimo	40
2.2.3. Simulación de Monte Carlo (MCS).	40
2.2.4. Simulación Secuencial de Monte Carlo (SMCS)	41
2.2.5 Características de la MCS en la Evaluación de la Confiabilidad	44
2.3. SELECCIÓN DEL MÉTODO SMCS.....	45
2.4. APLICACIÓN DE LA SMCS.....	46
2.5. CONCLUSIONES	49

3. MODELAMIENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN RURAL CON MICROGRIDS, CON REPRESENTACIÓN EN PARÁMETROS DE CONFIABILIDAD.....	51
3.1. INTRODUCCIÓN	51
3.2. SELECCIÓN DEL RDS.....	52
3.2.1. Marco Regulatorio Colombiano	52
3.2.2. Grupos de Calidad	53
3.2.3. Diagnóstico de la Confiabilidad del DS colombiano	54
3.3. DESCRIPCIÓN DEL RDS COLOMBIANO	56
3.3.1. Características del RDS colombiano	56
3.3.2. Datos del Cliente y de la Carga.....	57
3.3.3. Datos de Confiabilidad del Sistema.....	57
3.4. MODELO DEL RDS.....	58
3.4.1. Fórmulas Básicas para un Alimentador General	59
3.5. MODELO DE LA CARGA	61
3.6. SMCS PARA LA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD DEL RDS.....	63
3.7. MODELO DE LAS UNIDADES DG CONVENCIONALES.....	65
3.8. MODELO DE LAS UNIDADES DG RENOVABLES PV Y WTG.....	65
3.8.1. Modelo Estocástico de la Potencia de Salida del Sistema PV	66
3.8.2 Modelo de Confiabilidad del Sistema PV	68
3.8.3. Modelo Estocástico de la Potencia de Salida del Sistema WTG.....	68
3.8.4 Modelo de Confiabilidad del Sistema WTG.....	70
3.9. MODELO DEL ESS COMBINADO CON DG	71
3.10 MODELO INTEGRADO DEL RDS CON APLICACIONES DE MGS	74
3.10.1 Algoritmo de Simulación	74
3.11. CONCLUSIONES	76
4. EVALUACIÓN DEL IMPACTO EN LA CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN RURAL CUANDO SE INTRODUCEN MICROGRIDS	78
4.1. INTRODUCCIÓN	78
4.2 ESCENARIO I: EVALUACIÓN DEL EFECTO DE INTRODUCIR DG RENOVABLE PV EN LA CONFIABILIDAD DEL RDS.....	79
4.2.2. Algoritmo de la MGs-DG-PV Basado en SMCS.	80
4.2.3. Convergencia de la Simulación SMC	80
4.2.4. Evaluación del Efecto de los Niveles de Penetración DG-PV en la Confiabilidad del RDS	82

4.3 ESCENARIO II: EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE NIVELES DE PENETRACIÓN DG-(PV-ESS) EN LA CONFIABILIDAD DEL RDS.....	84
4.3.1. Algoritmo de la MGs-DG-PV-ESS Basado en SMCS.	85
4.3.2. Evaluación del Impacto de los Niveles de Penetración DG-PV con ESS en la Confiabilidad del RDS	85
4.4 ESCENARIO III: EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE NIVELES DE PENETRACIÓN DG-PV-MT EN LA CONFIABILIDAD DEL RDS.....	88
4.4.1. Algoritmo de la MGs-DG-PV-MT Basado en SMCS.....	88
4.4.2. Evaluación de la Penetración DG-PV-MT	89
4.5 ESCENARIO IV: USO DE ESS COMO POTENCIADORES DE LA CONFIABILIDAD DEL RDS CON MG-PV	92
4.5.1. Algoritmo de la MGs-DG-PV-ESS Basado en SMCS.	92
4.5.2. Evaluación de la Penetración DG-PV-ESS	92
4.6 ESCENARIO V: EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA INTRODUCCIÓN DE MGS CON DG-PV-ESS-MT EN LA CONFIABILIDAD DEL RDS	96
4.6.1. Algoritmo de la MGs-DG-PV-ESS Basado en SMCS.	97
4.6.2. Evaluación de la Penetración DG-PV-ESS	98
4.7. CONCLUSIONES	102
5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS	103
5.1 CONCLUSIONES	103
5.2 TRABAJOS FUTUROS.....	106
Referencias.....	108
ANEXOS	117
A Material Suplementario Revisión Bibliográfica.....	117
B Implementación en MATLAB del Algoritmo Propuesto	117

LISTADO DE TABLAS

TABLA 1.1. CLASIFICACIÓN DE TRABAJOS DE INVESTIGACIÓN QUE EVALÚAN LA CONFIABILIDAD EN SGS.....	19
TABLA 1.2. CLASIFICACIÓN DE ARTÍCULOS DE EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD AL INTRODUCIR MG.	20
TABLA 1.3. CLASIFICACIÓN DE LOS ARTÍCULOS DE EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD ANALIZANDO LA DG.....	22
TABLA 1.4. CLASIFICACIÓN DE LOS ESTUDIOS DE EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN MG CENTRADOS EN LA CARGA.	23
TABLA 1.5. CLASIFICACIÓN DE ARTÍCULOS DE AR EN MG CENTRADOS EN ESS.....	24
TABLA 1.6. CLASIFICACIÓN DE ESTUDIOS DE RA EN MG, ENFOCADOS A SISTEMAS DE PROTECCIÓN.....	25
TABLA 1.7. CLASIFICACIÓN DE ESTUDIOS DE RA EN MG ENFOCADOS A SISTEMAS DE CONTROL.	26
TABLA 1.8. CLASIFICACIÓN DE ESTUDIOS DE RA EN MG ENFOCADOS EN SISTEMAS TIC.	27
TABLA 2.1. MÉTODOS PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD.	38
TABLA 2.2. MÉTODOS ANALÍTICOS VENTAJAS-DESVENTAJAS-TENDENCIAS.....	39
TABLA 2.3. TIPOS DE MCS: VENTAJAS, DESVENTAJAS Y APLICACIONES.....	42
TABLA 2.4. COMPARACIÓN DE LA SMCS PROPUESTA CON LA TÉCNICA ANALÍTICA.	49
TABLA 3.1. LONGITUDES EN KM DE LOS ALIMENTADORES.....	57
TABLA 3.2. DATOS DEL CLIENTE	58
TABLA 3.3. DATOS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA	58
TABLA 3.4. ÍNDICES DE CONFIABILIDAD ACTUALES DEL RDS COLOMBIANO	64
TABLA 4.1. RADIACIÓN SOLAR (Wh/m^2)	80
TABLA 4.2. PARÁMETROS DE LA DG-PV.....	80
TABLA 4.3. CARACTERÍSTICAS DE LOS PANELES PV.....	80
TABLA 4.4. ÍNDICES CALCULADOS PARA LOS 7 CASOS DE ESTUDIO	83
TABLA 4.5. PARÁMETROS CONFIABILIDAD DE LA DG.....	84
TABLA 4.6. ÍNDICES CALCULADOS PARA LOS 7 CASOS DE ESTUDIO, ESCENARIO II.....	87
TABLA 4.7. OBJETIVO DE CONFIABILIDAD COLOMBIA	87
TABLA 4.8. PARÁMETROS CONFIABILIDAD DE LA DG.....	88
TABLA 4.9. SAIFI, SAIDI Y EENS, PARA UN NIVEL DE PENETRACIÓN.....	90
TABLA 4.10. SAIFI, SAIDI Y EENS, PARA DG-PV=100% Y CAM=10%.....	93
TABLA 4.11. SAIFI, SAIDI Y EENS, PARA DG-PV=100%, CA=100% Y CAM=10%.....	98
TABLA 4.12. SAIFI, SAIDI Y EENS, PARA DG-PV=100%, DG-MT= 20% Y CAM=10%.....	99

LISTADO DE FIGURAS

FIG.1.1. RESULTADOS DE LA BÚSQUDA DE LAS PALABRAS “MICROGRID” Y “RELIABILITY” EN LA BASE DE DATOS DE WEB OF SCIENCE (WOS). SE RECUPERARON UN TOTAL DE 1395 PUBLICACIONES.	2
FIG.1.2. ARQUITECTURA TÍPICA DE UNA MG. MVMG: MG DE MEDIO VOLTAJE; BVMG: MG DE BAJO VOLTAJE; PV: GENERADOR FOTOVOLTAICO; WTG: GENERADOR DE TURBINA EÓLICA; EV: VEHÍCULOS ELÉCTRICOS; CL: CONTROLES LOCALES; CDG: CONTROL DE LA DG; CCMG: CONTROL CENTRAL DE LA MG; CCP: PUNTO DE ACOPLAMIENTO COMÚN; CB: DISYUNTOR; SCB — SECCIONADOR CB.	11
FIG.1.3. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN (DS) RBTS-BUS 2, AL INTRODUCIR DGs.	13
FIG.1.4. CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN MG. FCL — LIMITADORES DE CORRIENTE DE FALLA.	15
FIG.1.5. BLOQUES FUNCIONALES CLAVE DEL CONTROL JERÁRQUICO.	16
FIG.1.6. SISTEMAS Y PROTOCOLOS DE COMUNICACIONES UTILIZADOS EN MG. TCP/IP: TRANSMISSION CONTROL PROTOCOL/INTERNET PROTOCOL; PLC: POWER LINE CARRIER; GSM: GLOBAL SYSTEM FOR MOBILE; HSPA: HIGH SPEED PACKET ACCESS; LTE: LONG TERM EVOLUTION; LTE-A: LTE-ADVANCED; WIMAX: WORLDWIDE INTEROPERABILITY FOR MICROWAVE ACCESS.	17
FIG.2.1. DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD DE LOS DS CON SMCS. NC:NÚMERO DE CLIENTES, LP:PUNTOS DE CARGA, CLP:CARGA EN LOS LP.	47
FIG.2.2. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN RBTS BUS 2	48
FIG.3.1. MODELO DE EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD DEL RDS REAL, CON MGs.	52
FIG.3.2. EVOLUCIÓN DE LA CONFIABILIDAD DEL DS COLOMBIANO ENTRE LOS AÑOS 2011 Y EL 2018.	53
FIG.3.3. SAIDI POR OPERADOR VS. SAIDI NACIONAL, GRUPO CALIDAD 4, AÑO 2018.	55
FIG.3.4. SAIFI POR OPERADOR VS SAIFI NACIONAL, GRUPO CALIDAD 4, AÑO 2018.	55
FIG.3.5. RDS COLOMBIANO UTILIZADO.	56
FIG.3.6. RDS RADIAL. MODIFICADO DE [24].	59
FIG.3.7. ALIMENTADOR GENERAL. MODIFICADO DE [24].	59
FIG.3.8. (A) FACTOR DE PONDERACIÓN MENSUAL Y (B) FACTOR DE PONDERACIÓN HORARIA DE LA DEMANDA.	62
FIG.3.9. DIAGRAMA DE FLUJO DEL ALGORITMO DE MODELAMIENTO DEL FACTOR DE PONDERACIÓN DE LA CARGA (FPC).....	63
FIG.3.10. DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD DEL RDS VÍA SMCS, TENIENDO EN CUENTA LOS MODELOS DE CARGA Y DG.	64
FIG.3.11. MODELO DE DOS ESTADOS PARA UN SISTEMA DE UN SOLO COMPONENTE REPARABLE.	65
FIG.3.12. RADIACIÓN SOLAR EN COLOMBIA.	66
FIG.3.13. VARIACIÓN TÍPICA DE LA RADIACIÓN SOLAR RECIBIDA POR UN PANEL SOLAR EN UN DÍA EN COLOMBIA.	68
FIG.3.14. MODELO DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA PV.	68
FIG.3.15. RELACIÓN ENTRE LA POTENCIA DE SALIDA Y LA VELOCIDAD DEL VIENTO. MODIFICADO DE [100].	69
FIG.3.16. MODELO DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA WTG.	71
FIG.4.1. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN RURAL COLOMBIANO, CON MGs-PV	79
FIG.4.2. DIAGRAMA DE FLUJO DE LA MG-DG-PV, POR EL MÉTODO DE SMCS.	81
FIG.4.3. CONVERGENCIA DE SMCS PARA EL ÍNDICE DE FALLA DE PUNTO DE CARGA (ALP14), EL TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN ANUAL ((ULP14)), EL SAIFI Y EL EENS PARA EL ALIMENTADOR F1.	81
FIG.4.4. COMPARACIÓN DE LA TASA DE FALLA (A) Y TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN ANUAL (B), PARA LOS PUNTOS DE CARGA, CASO NIVEL PENETRACIÓN DG 100%.	82
FIG.4.5. COMPARACIÓN DE LA TASA DE FALLA (A) Y COMPARACIÓN DEL TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN ANUAL (B), PARA LOS PUNTOS DE CARGA SELECCIONADOS EN LAS FIGURAS 4.4 A Y B RESPECTIVAMENTE, PARA CADA CASO DE ESTUDIO.	82
FIG.4.6. ÍNDICES SAIFI, SAIDI Y ENS, DE LOS PUNTOS DE CARGA ESTUDIADO (LPE) Y DEL ALIMENTADOR F1 CON RESPECTO AL NIVEL DE PENETRACIÓN DG.	83
FIG.4.7. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN RURAL COLOMBIANO, CON MGs-PV-ESS	84
FIG.4.8. DIAGRAMA DE FLUJO DE LA MG-DG-PV-ESS, POR EL MÉTODO DE SMCS.	85

FIG.4.9. COMPARACIÓN DE LA TASA DE FALLA (A) Y COMPARACIÓN DEL TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN ANUAL (B) PARA LOS PUNTOS DE CARGA, ESCENARIO II, CASO NIVEL PENETRACIÓN DG 100%.....	86
FIG.4.10. COMPARACIÓN DE LA TASA DE FALLA (A) Y COMPARACIÓN DEL TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN ANUAL (B), PARA LOS PUNTOS DE CARGA SELECCIONADOS EN LA FIGURA 4.9, ESCENARIO II, PARA CADA CASO DE ESTUDIO.....	86
FIG.4.11. ÍNDICES SAIFI, SAIDI Y EENS, DE LOS PUNTOS DE CARGA ESTUDIADO (LPE) Y DEL ALIMENTADOR F1 CON RESPECTO AL NIVEL DE PENETRACIÓN DG, ESCENARIO II.....	87
FIG.4.12. RDS COLOMBIANO, CON MGS-PV-MT.....	88
FIG.4.13. DIAGRAMA DE FLUJO DE LA MG-DG-PV-MT, POR EL MÉTODO DE SMCS.....	89
FIG.4.14. ÍNDICES (A) SAIFI, (B) SAIDI Y (C) ENS DE LOS PUNTOS DE CARGA ESTUDIADO (LPE).....	91
FIG.4.15. RDS COLOMBIANO, CON MGS-PV-ESS.....	92
FIG.4.16. ÍNDICES SAIFI (A), SAIDI (B) Y EENS (C), DE LOS PUNTOS DE CARGA ESTUDIADO (LPE), PARA DG-PV=100%, CAM=10%, CA=20%-200% Y PNA VARIABLE.....	95
FIG.4.17. ÍNDICES SAIFI (A), SAIDI (B) Y ENS (C) DE LOS PUNTOS DE CARGA ESTUDIADO (LPE), PARA DG-PV=100%, CAM=10%, PNA=25%-100% Y CA VARIABLE.....	95
FIG.4.18. RDS COLOMBIANO, CON MGS-PV-ESS-MT.....	96
FIG.4.19. DIAGRAMA DE FLUJO DE LA MG-DG-PV-MT, POR EL MÉTODO DE SMCS.....	97
FIG.4.20. ÍNDICES SAIFI (A), SAIDI (B) Y EENS (C), DE LOS PUNTOS DE CARGA ESTUDIADO (LPE), PARA DG-PV=100%, DG-MT= 10%-20%-50% CA=100%, CAM=10% Y PNA VARIABLE.....	100
FIG.4.21. ÍNDICES SAIFI (A), SAIDI (B) Y ENS (C) DE LOS PUNTOS DE CARGA ESTUDIADO (LPE), PARA DG-PV=100%, CA=100%, CAM=10%, PNA=25%-100% Y DG-MT VARIABLE.....	100
FIG.4.22. ÍNDICES SAIFI (A), SAIDI (B) Y EENS (C), DE LOS PUNTOS DE CARGA ESTUDIADO (LPE), PARA DG-PV=100%, DG-MT=20%, CA=80%-100%, CAM=10% Y PNA VARIABLE.....	101
FIG.4.23. ÍNDICES SAIFI (A), SAIDI (B) Y ENS (C) DE LOS PUNTOS DE CARGA ESTUDIADO (LPE), PARA DG-PV=100%, DG-MT=20%, CAM=10%, PNA=25%-100% Y CA VARIABLE.....	101

Capítulo 1

1. INTRODUCCIÓN

Parte 1: Evaluación de Confiabilidad en Sistemas de Distribución con Microgrids: REVISIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LA LITERATURA.

1.1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas de energía modernos enfrentan grandes desafíos debido a la creciente demanda de energía, que se espera que se duplique en 20 años, al envejecimiento de las redes actuales de transmisión y distribución de electricidad y el calentamiento global, puesto que la generación de electricidad causa actualmente el 24% de las emisiones de gases de efecto invernadero [1]. Estos problemas, así como sus posibles soluciones, afectan la confiabilidad de los sistemas de distribución (DS en inglés). Para superar los desafíos de los sistemas eléctricos modernos, la evaluación de la confiabilidad (RA) es una herramienta fundamental. Desde el punto de vista de los operadores, con base en el desempeño del sistema eléctrico, esta evaluación es necesaria para determinar inversiones en infraestructura, establecer la cantidad de energía no suministrada por interrupciones, calcular la disponibilidad de la red, así como las políticas de gestión del mantenimiento, gestionar la demanda, y cumplir con las regulaciones nacionales, etc. Desde la perspectiva de los clientes, los beneficios económicos de cualquier cambio en el sistema eléctrico pueden evaluarse para mejorar la continuidad del servicio [4].

En respuesta a estos desafíos, nació el concepto de Smart Grids (SG). Las SG integran los sistemas de energía convencionales con sistemas de generación distribuida (DG en inglés) de energías renovables, sistemas de almacenamiento de energía (ESS en inglés) y vehículos eléctricos (EV en inglés), empleando sistemas de protección automática, control inteligente, sistemas de tecnologías de la Información y las Comunicaciones (TIC) y dispositivos

electrónicos de potencia [2]. Dentro de las SG, las MGs juegan un papel clave porque constituyen una pequeña parte de las SG e involucran a casi todos los componentes de las SG, pero en una versión de menor tamaño.

Las MGs son un componente fundamental de los SG. Se espera que su implementación mejore la confiabilidad del sistema y la calidad del suministro, aumente la eficiencia y proporcione energía más barata y limpia. Sin embargo, a pesar de las ventajas de las MGs, surgen importantes desafíos tecnológicos al introducirlas en los sistemas de energía modernos [3]. Por lo tanto, actualmente se realiza una gran cantidad de investigación sobre las MGs con el objetivo de establecer un marco teórico confiable para respaldar su inclusión. Debido al potencial de las MGs para aumentar la confiabilidad de los puntos de carga de un sistema, la RA es un área actual de gran interés.

El crecimiento exponencial de las publicaciones en el área crea la necesidad de que los artículos de revisión organicen y clasifiquen la información. Consultamos las palabras “Microgrids” and “Reliability” en la base de datos de Web of Science (WOS). La Figura 1.1 muestra que las publicaciones han crecido exponencialmente desde 2002 hasta marzo del 2020, con un total de 1395 publicaciones (244 publicaciones solo en 2019), lo que proporciona evidencia de que se han producido muchos desarrollos y cambios en las últimas dos décadas.

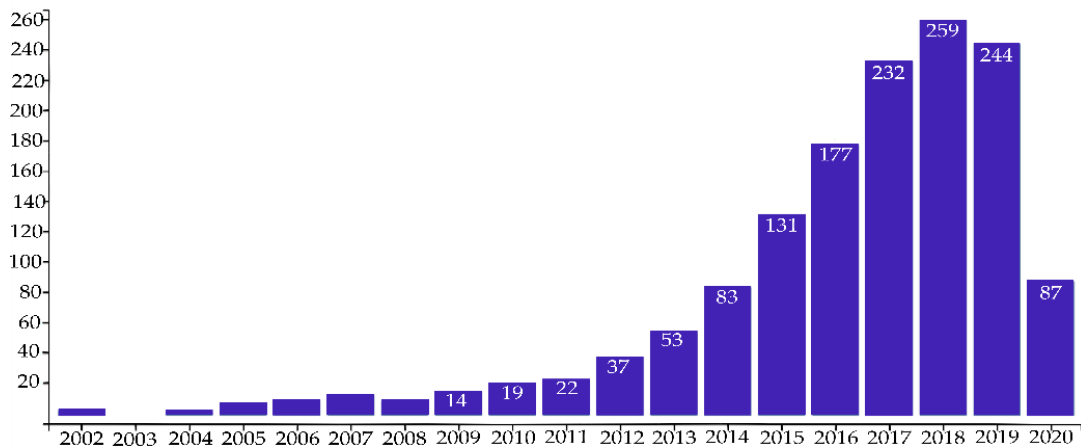


Fig.1.1. Resultados de la búsqueda de las palabras “Microgrid” y “Reliability” en la base de datos de Web of Science (WOS). Se recuperaron un total de 1395 publicaciones.

Varias publicaciones abordaron el estado del arte de las MGs [3], [5]–[10]. Con respecto a la evaluación de la confiabilidad en los DS, se publicaron pocos artículos entre 1964 y 1999

que cubran los métodos probabilísticos más relevantes [11]–[15]. Los enfoques existentes y cómo se pueden utilizar y/o adaptar para satisfacer las necesidades de los sistemas de energía modernos, en relación con los DS, se revisan en [16]. En [17] se proporciona una descripción general de los modelos y métodos de confiabilidad para DS con DG de energía renovable. Además, en [18] se informa de una revisión de los estudios que evalúan el impacto en la confiabilidad del sistema eléctrico cuando se integran los ESS. Por otro lado, [19] revisa estudios que evalúan la confiabilidad del DS con y sin MG cuando los sistemas de DG renovables están disponibles. En [20], los autores proporcionan una revisión de las técnicas de evaluación de la confiabilidad utilizadas para la evaluación de los DS, enfatizando en la importancia de una mayor penetración de los recursos de DG y una aplicación más extendida del control, la protección y las TIC.

Luego de realizar la búsqueda bibliográfica en la base de datos WOS, el siguiente paso fue seleccionar los artículos que cubrían el tema. Para ello se utilizó el modelo Preferred Reporting Items for Systematic Reviews and Meta-Analysis (PRISMA) [21] y se eligieron un total de 302 artículos en inglés. Para un análisis más detallado se seleccionaron los artículos que: (1) evalúan la confiabilidad en MG o en cualquiera de sus subsistemas, (2) modelan la DG y el tipo de DG, (3) modelan la carga y el tipo de carga, (4) modelan el ESS y el tipo de ESS, (5) evalúan la confiabilidad analizando los sistemas de protección, control y TIC. Además, se registraron las técnicas e índices utilizados para la evaluación de la confiabilidad.

Se identificó que solo dos estudios de investigación revisaban el estado del arte de la evaluación de la confiabilidad de los DS modernos considerando las MGs [19], [20]. Con el objetivo de profundizar en esta línea, la primera parte de este capítulo presenta en detalle una revisión de la literatura sobre evaluación de confiabilidad en DS cuando se introducen MGs [22]. Además, se ofrece una clasificación del estado de la técnica, analizando diferentes parámetros, es decir, las técnicas de evaluación de confiabilidad utilizadas entre otras. Un total de 147 artículos cumplieron con los criterios de inclusión y fueron seleccionados para un análisis adicional (Anexo A); el primer estudio data de 1971 [11], el 71% corresponde a trabajos de investigación y el 29% a revisiones bibliográficas. Según el

número de artículos publicados en el tema, las tres principales revistas son *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (n = 15, 17.2%), *IEEE Transactions on Power Systems* (n = 12, 13.8%) y *Electric Power Systems Research* (n = 4, 4,6%), y los años más prolíficos fueron 2015 (n = 23, 15,6%) y 2016 (n = 31, 21,1%) (Anexo A). Además, el 62% de los estudios seleccionados se publicaron en revistas, el 34% como artículos de congresos y el 4% como libros. De los estudios seleccionados, el 80% analizaron MGs y el 84%, 54%, 38%, 11%, 7% y 8% modelaron la DG, carga, ESS, sistema de protección, sistema de control y TIC, respectivamente. Entre los trabajos que modelan DG, 54% modelaron sistemas PV, 46% modelaron sistemas de eólicos y 35% modelaron ambos. Entre los trabajos que modelan ESS, 11 incluyeron baterías y cinco vehículos eléctricos usados. Con respecto a la técnica utilizada para la evaluación de la confiabilidad, identificamos que 85 (57,8%) utilizaron técnicas analíticas (n = 41; 48,2%) o de simulación de Monte Carlo (MCS en inglés) (n = 44; 51,8%). Entre los estudios de investigación que utilizaron MCS, 40 (90,9%) utilizaron MCS secuenciales y 4 (9,1%) utilizaron MCS no secuenciales.

En este capítulo en la primera parte, revisamos y clasificamos el estado del arte de la evaluación de confiabilidad con MG. Inicialmente, contextualizamos la RA en los DS. A continuación, se presentan cada uno de los componentes de los subsistemas de las MGs y se responde a las preguntas (1) ¿por qué es importante evaluar la confiabilidad en las MGs? (2) ¿cómo influyen las MGs en la confiabilidad de los DS? Y (3) ¿cómo influye cada uno de sus subsistemas en la confiabilidad de las MGs? Posteriormente en la segunda parte se presenta la investigación propuesta, primero se realiza el planteamiento del problema, seguidamente se establecen los objetivos. Posteriormente, se proporcionan las contribuciones de la investigación. Por último, se muestra la estructura del documento.

1.2 MARCO TEÓRICO

Las MGs nacieron en respuesta a los desafíos que enfrentan los sistemas de energía actuales. Por lo tanto, antes de analizar el impacto de las MGs en la confiabilidad, examinamos brevemente la estructura del sistema de potencia convencional y cómo se evalúa la confiabilidad en dichos sistemas.

1.2.1. Estructura del Sistema Eléctrico

Bajo el enfoque tradicional, la función principal del sistema de potencia es suministrar energía eléctrica a los clientes a un costo operativo óptimo, garantizando cierto nivel de confiabilidad y calidad. En principio, el sistema de potencia se compone de tres subsistemas básicos: el sistema generador, el sistema de transmisión y el DS. Estos tres subsistemas están interconectados de tal manera que la energía producida en el sistema de generación se transmite a través de las redes de transmisión y distribución a los consumidores con los niveles de calidad y confiabilidad requeridos [23]–[27].

De los tres sistemas, el más importante para este estudio es el DS; las MGs son parte de ellos. El DS es la última sección del sistema energético y proporciona una conexión entre los consumidores finales y el resto del sistema. Los componentes más importantes de un DS son las conexiones de los consumidores, los transformadores de distribución, los alimentadores primarios y laterales, las subestaciones de distribución y los circuitos de subtransmisión. El DS más común tiene un alimentador principal de circuito único y se conoce como DS radial. También existen numerosos DS que, aunque hayan sido construidos mediante circuitos de malla, funcionan como sistemas radiales mediante sistemas de protección en el circuito de malla [23], [26], [27].

1.2.2. Evaluación de la Confiabilidad en el Sistema Eléctrico

La evaluación de la confiabilidad en el sistema de potencia se define como “*la probabilidad de que realice sus funciones de manera adecuada, sin fallas dentro de un período de tiempo estipulado, cuando se somete a condiciones normales de operación*” [25], [27], [28]. Este se divide en dos aspectos básicos del sistema: adecuación y seguridad. El primero se refiere a la capacidad del sistema de potencia para satisfacer las necesidades de carga de los clientes y las limitaciones operativas en una gama de valores técnicos, relacionados únicamente con las condiciones estáticas del sistema; la seguridad se refiere a la capacidad del sistema de potencia para responder a fenómenos transitorios o perturbaciones dinámicas que surgen en el sistema [23], [25], [26].

1.2.3. Índices de Adecuación de los Sistemas de Distribución

La mayor parte de la investigación revisada en este documento está en el dominio de la evaluación de adecuación. Los índices de adecuación implican el cálculo de índices en los puntos de carga reales de los clientes. Para un sistema de distribución rural (RDS en inglés), estos índices indican la tasa de falla promedio λ_i , el tiempo promedio de interrupción anual U_i y el tiempo de interrupción promedio r_i del i -ésimo punto de carga, que se calculan de la siguiente manera [24]–[26]:

$$\lambda_i = \sum_{j=1}^n \lambda_j \quad (1.1)$$

$$U_i = \sum_{j=1}^n \lambda_j * r_j \quad (1.2)$$

$$r_i = \frac{U_i}{\lambda_i} \quad (1.3)$$

donde n es el número total de componentes que afectan al punto de carga i , λ_j es el índice del promedio de la tasa de falla del elemento j , y r_j es el tiempo de recuperación promedio para restablecer el punto de carga i debido al fallo del componente j [24].

A partir de estos índices básicos se pueden calcular los índices generales del desempeño del DS. Los índices generales más comúnmente utilizados son [23], [24],[25]:

SAIFI. Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del DS (interrupciones/cliente del DS/año) calculado como

$$SAIFI = \frac{\sum_{i \in R} \lambda_i N_i}{\sum_{i \in R} N_i} \quad (1.4)$$

donde λ_i y N_i son la tasa de falla promedio y el número de clientes en el punto de carga i , respectivamente; R es el conjunto de puntos de carga en el DS.

SAIDI. Índice de duración media de la interrupción del sistema (hora/cliente del DS/año) calculado como

$$SAIDI = \frac{\sum_{i \in R} U_i N_i}{\sum_{i \in R} N_i} \quad (1.5)$$

donde U_i es el promedio del tiempo de interrupción anual (en horas/año) en el punto de carga i .

CAIFI. Índice Intermedio de Frecuencia de Interrupción del Cliente (interrupciones/cliente afectado/año). Este índice se calcula como

$$CAIFI = \frac{\sum_{i \in R} \lambda_i N_i}{\sum_{i \in R} M_i} \quad (1.6)$$

donde M_i es el número de clientes afectados en el punto de carga i . Los clientes afectados deben ser contados solo una vez, independientemente del número de interrupciones que puedan haber experimentado en el año.

CAIDI. Índice de duración media de la interrupción del cliente (hr/interrupción del cliente). Este índice se calcula como el cociente de entre el SAIDI y el SAIFI:

$$CAIDI = \frac{\sum_{i \in R} U_i N_i}{\sum_{i \in R} \lambda_i N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (1.7)$$

ASAI. Índice de disponibilidad media del servicio. Se calcula como:

$$ASAI = \frac{\sum_{i \in R} 8760 N_i - \sum_{i \in R} U_i N_i}{\sum_{i \in R} 8760 N_i} \quad (1.8)$$

ENS. Energía no suministrada (kWh/año). Este índice se calcula como

$$ENS = \sum_{i \in R} P_{ai} U_i \quad (1.9)$$

donde P_{ai} es la carga media (en kW) conectada al punto de carga i .

AENS. Energía promedio no suministrada (kWh/cliente/año) calculada como

$$AENS = \frac{ENS}{\sum_{i \in R} N_i} \quad (1.10)$$

En [23,24] se presenta una explicación más amplia sobre estos índices. Identificamos que, de los 147 trabajos de investigación incluidos en esta revisión, 54% calculó el SAIFI, 50% el SAIDI, 7% el CAIFI, 11% el CAIDI, 17% el ASAI, 24% el ENS, 11% de la AENS, 32% el Energía esperada no suministrada (EENS en inglés) y 27% calcularon otros índices.

Por último, es importante recordar que existe una considerable confusión dentro y fuera de la industria energética sobre el significado específico de los índices de valor esperado y el uso que se puede hacer de ellos. Un valor esperado no es un parámetro determinístico; es el promedio a largo plazo del fenómeno en estudio. Los índices de valor esperado proporcionan indicadores de adecuación válidos que reflejan diversos factores como la

disponibilidad y capacidad de los componentes del sistema, las características de carga y la incertidumbre, las configuraciones del sistema y las condiciones operativas, etc. [25].

1.2.4. DS de Prueba para Evaluación de Confiabilidad

Para evaluar la confiabilidad de los DS se han utilizado, principalmente, el sistema de prueba de confiabilidad IEEE (IEEE-RTS en inglés) y el sistema de prueba Roy Billinton (RBTS) a lo largo del tiempo. Sin embargo, algunos autores utilizan sus propios sistemas de prueba o realizan evaluaciones de fiabilidad directamente en sistemas reales [25].

1.2.5. Técnicas de Evaluación de Confiabilidad en el Sistema de Distribución

Las técnicas para la RA del DS pueden clasificarse como (1) métodos analíticos y (2) métodos basados en MCS. El estudio de dichas técnicas se realiza en el Capítulo 3.

1.3. MICROGRIDS Y SUS SUBSISTEMAS

En esta sección presentamos el concepto de SG y definimos MG y sus subsistemas. La definición de SG es importante ya que las MGs son un componente clave de ellas.

1.3.1. Smart-Grids

Siguiendo la definición del Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), una SG es *“a grid that is intelligent, efficient, accommodating, motivating, opportunistic, quality-focused, resilient and green”* [29]. Para el Grupo de Reguladores Europeos de Electricidad y Gas, las SG *“are an electricity network that can cost efficiently integrate the behavior and actions of all users connected to it (generators, consumers and prosumers) in order to ensure economically efficient, sustainable power system with low losses and high levels of quality and security of supply and safety”* [1].

El concepto de SG se ha desarrollado considerablemente en los últimos años. Esto se puede evidenciar mediante varios trabajos de investigación y revisiones sobre el tema. En estos artículos, primero se define el concepto de SG y sus componentes [30], y luego se consideran otras características de los SG. En una revisión de los parámetros críticos de los SG, la confiabilidad surge como el primer parámetro crítico, lo que demuestra su relevancia [31]. Los autores también han discutido algunas características de los SG, como las MGs, y

algunas dificultades con su integración al sistema de DG [32]. Finalmente, otros autores investigaron las iniciativas lideradas por varios países y su visión de futuro de las SG, abordando en detalle el escenario actual en Estados Unidos, Canadá, China, República de Corea, India, Australia y países de la Unión Europea [33], [34]. A partir de estos artículos se derivan tres conclusiones. En primer lugar, los SG se diseñarán para manejar la carga imprevista y los recursos energéticos distribuidos (DER en inglés) utilizando ESS, sistemas de protección, sistemas de control y sistemas TIC [35]. En segundo lugar, a pesar de las numerosas ventajas, los SG se enfrentan a muchas barreras, incluidos los sistemas de comunicaciones bidireccionales, la integración en la red con recursos energéticos renovables y la infraestructura de red y el almacenamiento inadecuados [1]. En tercer lugar, la confiabilidad es uno de los principales parámetros críticos de los SG. Para hacer frente a todos estos desafíos, las MGs son clave.

1.3.2. Microgrids

La inclusión de muchas DG en el sistema eléctrico puede causar más problemas de los que pueden resolver; las MGs nacen con el propósito de resolver dichos problemas. Por esta razón, las MGs son una parte fundamental de las SG y constituyen una pequeña parte de una red más grande, que involucra casi todos los componentes de las SG en una versión de menor tamaño. Mientras que las SG tienen lugar a mayor escala, como grandes líneas de transmisión y distribución, las MGs son de menor escala y pueden operar independientemente de la red eléctrica [1].

Numerosos estudios teóricos definen el concepto de MG; el primer estudio data de 2004. Este estudio desarrolló una solución conceptual de las MGs y definió varios de sus componentes [36]. En los años siguientes, algunos autores se centraron en sentar las bases de las MGs discutiendo los avances recientes en su desarrollo [37]. Sin embargo, hoy en día no existe una definición específica sobre MGs. Según el DOE [38], las MG son:

“... a group of interconnected loads and distributed energy resources (DERs) with clearly defined electrical boundaries that acts as a single controllable entity with respect to the grid and can connect and disconnect from the grid to enable it to operate in both grid-connected or island modes”.

Para determinar el estado actual de las MGs, se revisaron los artículos de investigación sobre el estado del arte que presentan las principales líneas de investigación actualmente en curso. Por ejemplo, [3] ofrece una descripción general de las actividades de las MGs que se llevan a cabo dentro de la Oficina de Distribución de Electricidad y Confiabilidad Energética de los Estados Unidos y su programa SG de Investigación y Desarrollo. Asimismo, en [5], presentan las actividades y proyectos de Investigación y Desarrollo en la Unión Europea, Japón y Estados Unidos. Por otro lado, [6] identificó barreras comunes para la implementación de las MGs en el mundo real, agrupándolos en cuatro categorías: técnicas, regulatorias, financieras y partes interesadas. Las barreras técnicas más comunes incluyen problemas con componentes tecnológicos, modos duales de operación (que van desde el modo conectado a la red hasta el modo isla), calidad y control de la energía y problemas de los sistemas de protección.

En [39], los autores definen el rol de las MGs en el futuro de DS e identificaron los siguientes desafíos: nuevos modelos de negocio, planes de operación para coordinar a los diferentes actores, control jerárquico y robusto, infraestructura de comunicación flexible, rápida y confiable, y mejorar el uso de DER locales. Además, [8] proporciona una revisión de todos los problemas clave de las MGs y sus posibles soluciones. El autor concluyó que, a pesar de los avances logrados en los últimos años, las tecnologías aún están inmaduras y no están listas para la fase comercial debido a la gran cantidad de diferentes métodos, estrategias y políticas actuales. Por lo tanto, todavía son necesarios muchos esfuerzos de investigación, desarrollo e ingeniería para transformar las MGs actuales en una red eléctrica totalmente comercial, confiable y rentable.

En resumen, se espera que, en el futuro, las MGs permitan que las DG estén cerca de las cargas, reduciendo la transmisión de energía eléctrica en el sistema. Al mismo tiempo, las MGs tendrán la capacidad de separarse del sistema durante las perturbaciones y operar en modo isla sin problemas, con poca o ninguna interrupción, mejorando la calidad de la energía y la confiabilidad en la carga. Además, las MGs incluirán almacenamiento de electricidad y cargas locales controlables, lo que aumentará la eficiencia del suministro de

energía renovable y reducirá los costos de electricidad, así como la huella de carbono en las redes eléctricas.

Muchos sistemas son esenciales para cumplir con las condiciones operativas de una MG. Estos sistemas son, en primer lugar, una combinación de DER, que puede ser una unidad DG, una carga activa o un ESS. En segundo lugar, una red física para conectarlos a todos. Esta red incluye sistemas de protección inteligente, sistemas de control avanzados y sistemas TIC [40], [41]. En la Figura 1.2 se muestra la arquitectura típica de las MGs, que se utilizará como base para este trabajo. En las siguientes secciones se proporciona una descripción más detallada de cada uno de los sistemas presentados en la Figura 1.2.

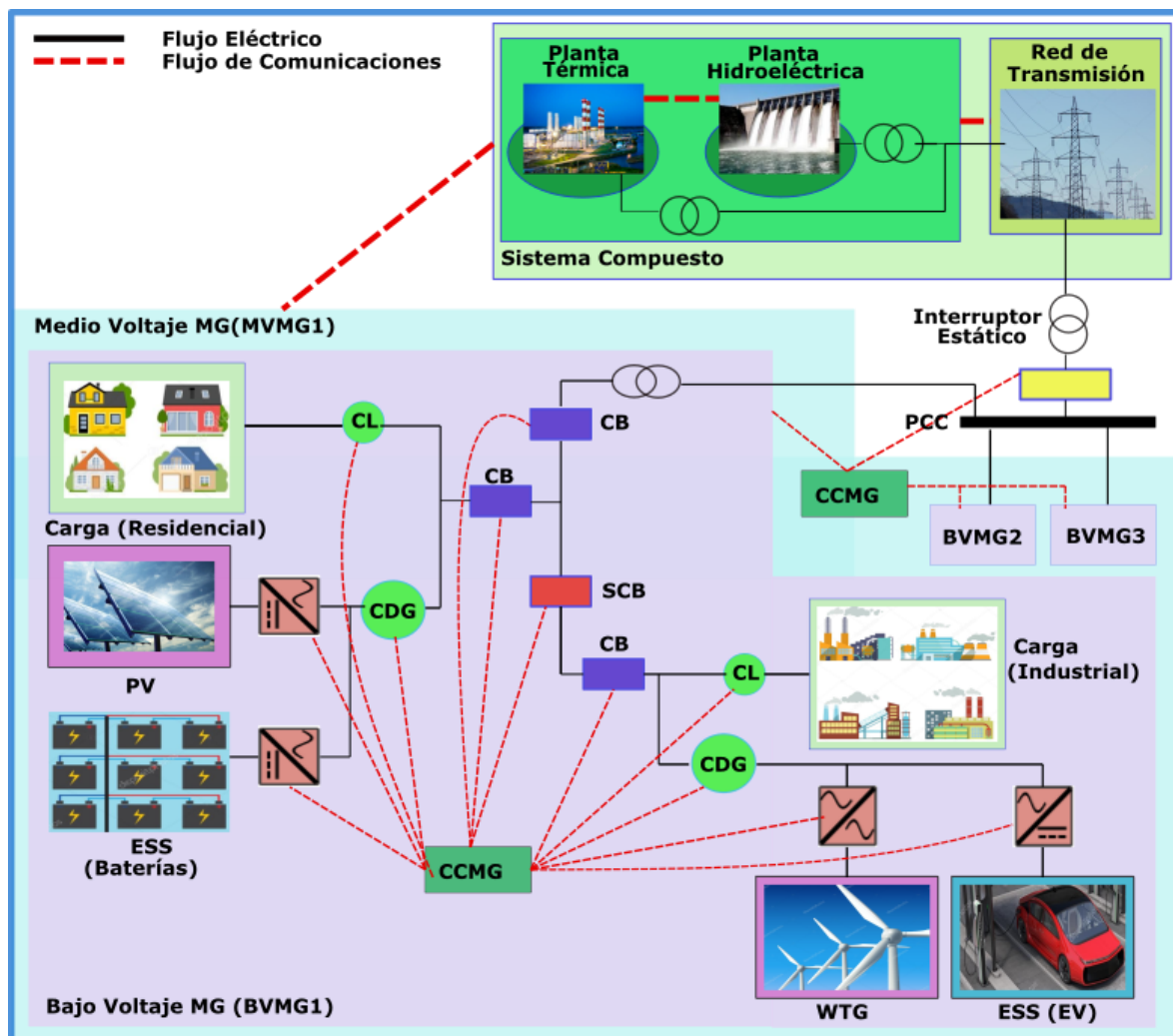


Fig.1.2. Arquitectura típica de una MG. MVMG: MG de medio voltaje; BVMG: MG de bajo voltaje; PV: generador fotovoltaico; WTG: generador de turbina eólica; EV: vehículos eléctricos; CL: controles locales; CDG: control de la DG; CCMG: control central de la MG; CCP: punto de acoplamiento común; CB: disyuntor; SCB — seccionador CB.

1.3.3. Arquitecturas de las MG

La arquitectura más utilizada en las MGs es la de corriente alterna (AC) ya que proporciona una forma directa de integrar las unidades DG en la red eléctrica actual con mínimas modificaciones y tiene una alta capacidad de gestión de fallas. Sin embargo, tiene algunos inconvenientes como la necesidad de sincronizar las unidades DG o la circulación de la potencia reactiva, lo que aumenta las pérdidas de potencia en el sistema de transmisión, debido a la alta penetración de las unidades DG y ESS, y las cargas de corriente continua (DC) [42]–[45].

Estas desventajas abrieron la puerta a la configuración de DC. Sus principales ventajas son una mayor eficiencia global, ya que se utilizan menos convertidores de interfaz y no hay circulación de corriente reactiva en la red. Además, no hay necesidad de sincronizar las unidades DG. Sin embargo, en esta configuración el costo aumenta drásticamente ya que requiere una gran modificación del DS actual [42]–[44], [46]. Para superar esto, se han propuesto arquitecturas de MGs híbridas AC/DC [42].

1.3.4. Generación Distribuida

La generación distribuida (DG) se puede definir como la generación de energía eléctrica dentro de los DS o en el lado de la red del cliente [47]. La Figura 1.3 muestra cómo se podrían introducir las unidades DG en el DS (es decir, RBTS-BUS 2). El DER, definido como los recursos de oferta y demanda que pueden implementarse a través de un DS para satisfacer las necesidades de energía y confiabilidad de los clientes atendidos por ese sistema [47], es un concepto importante dentro de la DG. Una de las grandes ventajas de las DG es que muchas de las tecnologías de generación desarrolladas hasta ahora hacen uso de recursos energéticos renovables (RER).

Según la International Energy Agency (IEA), los recursos de energía renovable se definen como:

Resources that are generally not subject to depletion, such as the heat and light from the sun, the force of wind, organic matter (biomass), falling water, ocean energy and geothermal heat.

Los DG podrían incluir la combinación de energía fotovoltaica (PV, en inglés), generación de turbinas eólicas (WTG, en inglés), pila de combustible (FC, en inglés), micro turbinas (MT, en inglés) y, calor y energía combinados (CHP, en inglés), entre otros [47], [48]. De estos, PV, WTG y MT son los más utilizados para la evaluación de la confiabilidad en los DS y las MG.

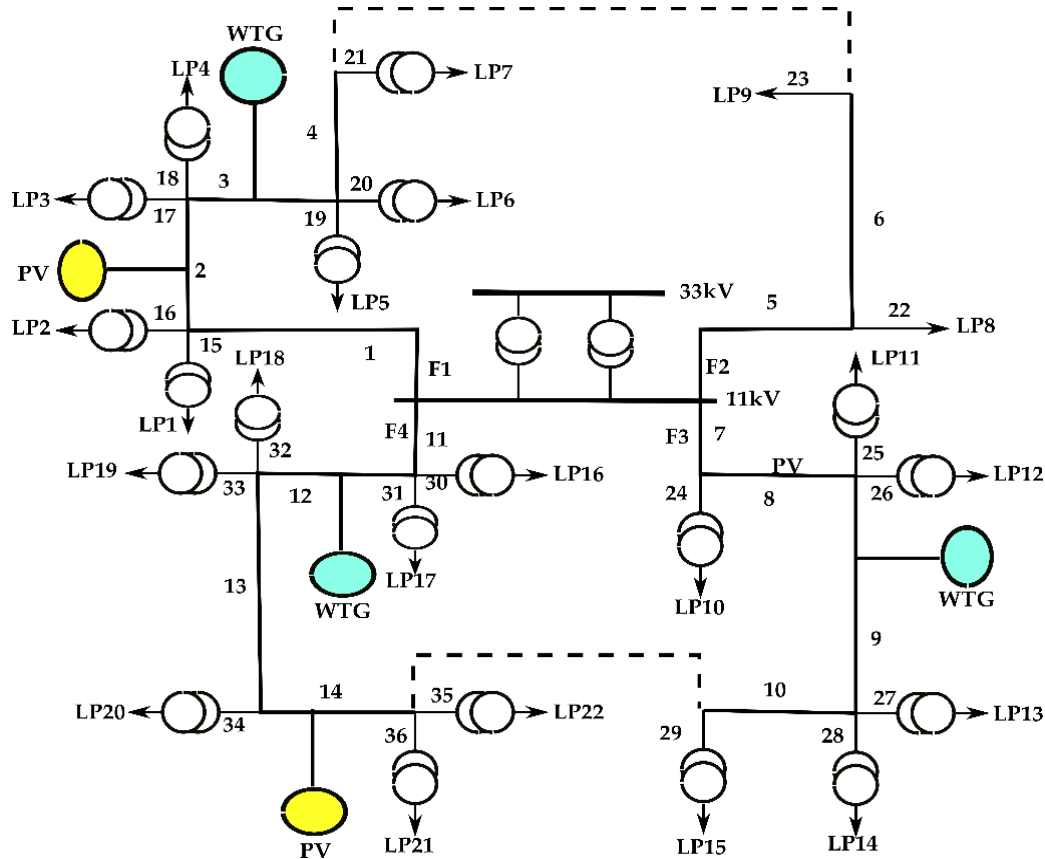


Fig.1.3. Sistema de distribución (DS) RBTS-BUS 2, al introducir DGs.

1.3.5. Cargas

Existen diversos tipos de cargas a las que las MGs pueden suministrar energía eléctrica, entre las que se encuentran las cargas industriales, comerciales y residenciales. Además, dichas cargas se pueden clasificar como cargas críticas y no críticas. Por lo general, la mayoría de las cargas residenciales se clasifican como no críticas. Por otro lado, debido al alto grado de confiabilidad y calidad del servicio requerido por los usuarios comerciales e industriales, dichas cargas se clasifican como críticas [1]. Idealmente, debería realizarse un pronóstico avanzado de estas cargas para controlarlas y, por lo tanto, proporcionar más

flexibilidad para ajustar la demanda a la oferta. Además, la clasificación de carga es importante para lograr la estrategia operativa esperada para: (1) cumplir con la potencia neta de importación/exportación en el modo “conectado a la red”, y estabilizar el voltaje y la frecuencia en modo isla facilitando el vertido de carga/generación, y (2) mejorar la calidad de la energía y la confiabilidad de cargas críticas y sensibles [6].

1.3.6. Sistemas de Almacenamiento de Energía

Los dispositivos de almacenamiento de energía en aplicaciones de MG se utilizan para corregir problemas asociados con DG y adaptación de carga, mejorando el desequilibrio de energía, la calidad de la energía y la confiabilidad y estabilidad entre cargas y la producción de recursos de DG. Esto es una consecuencia de la capacidad del sistema de almacenamiento para proporcionar energía cuando ocurren deficiencias de generación, proporcionar capacidad de conducción por períodos cortos de tiempo y reducir las pérdidas de la red, ayudando así a evitar corrientes de falla [6], [49]. Los dispositivos de almacenamiento incluyen baterías (B), Flywheels, Super-Condensadores, y vehículos eléctricos (EV), considerados una opción alternativa para almacenar energía [1], [6].

1.3.7. Sistemas de Protección

La flexibilidad de las MGs para transferir entre los modos de conexión a red y en modo isla permite proporcionar Auto-Recuperación, mejorando la calidad y la confiabilidad. Sin embargo, esto produce grandes cambios en los sistemas de protección actuales. Por tanto, uno de los principales problemas técnicos en la aplicación práctica de una MG es el diseño del esquema de protección adecuado. Los nuevos esquemas, deben ser capaces de satisfacer los requisitos de protección básicos de: selectividad, sensibilidad y confiabilidad, no solo en el modo conectado a la red, sino también en modo isla. Desde la introducción del concepto de MG, muchos investigadores han planteado nuevos esquemas de protección, para ser incorporados en las MGs de medio y bajo voltaje. En la Figura 1.4, se muestra una clasificación de los esquemas más desarrollados en la actualidad. Para más información acerca de los sistemas de protección, ver [5], [7], [43], [44], [46], [50], [51].

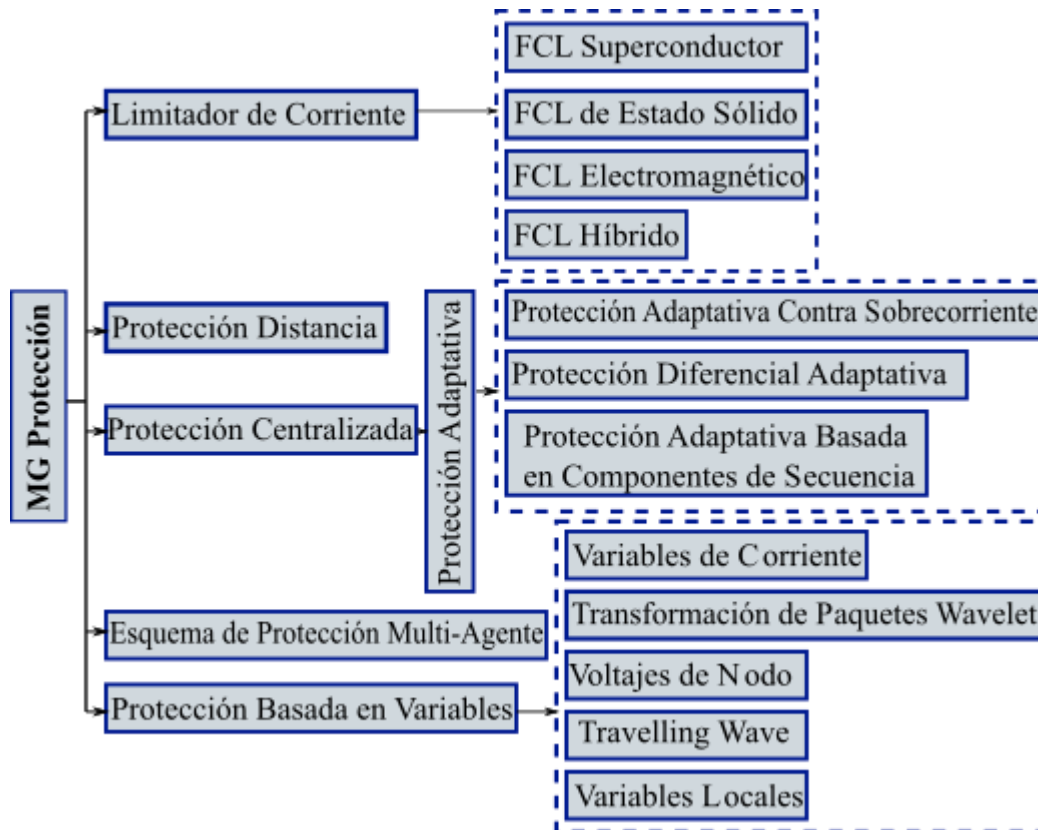


Fig.1.4. Clasificación de los sistemas de protección en MG. FCL — Limitadores de corriente de falla.

1.3.8. *Sistemas de Control*

Los esquemas de control deben garantizar transiciones flexibles y seguras entre los modos conectado a la red, isla y resincronización, además de la regulación de voltaje y frecuencia, liberación rápida de carga, control de flujo de potencia y una operación económica. En la literatura se han propuesto varios esquemas de control, incluidas estructuras centralizadas, descentralizadas y jerárquicas. El centro de control en el sistema centralizado juega un papel fundamental en la gestión de todos los controladores locales. Sin embargo, si falla, el resultado puede ser la pérdida de la capacidad de control de toda la MG. Por el contrario, cuando se utilizan múltiples controladores locales, no se necesita ningún centro de control. El sistema jerárquico combina los dos tipos anteriores, por lo que opera de manera más eficiente debido al flujo de energía bidireccional entre las MGs y la red eléctrica principal. Como se muestra en la Figura 1.5, el control jerárquico consta de control primario, secundario y terciario [5], [7], [39], [44], [52], [53].

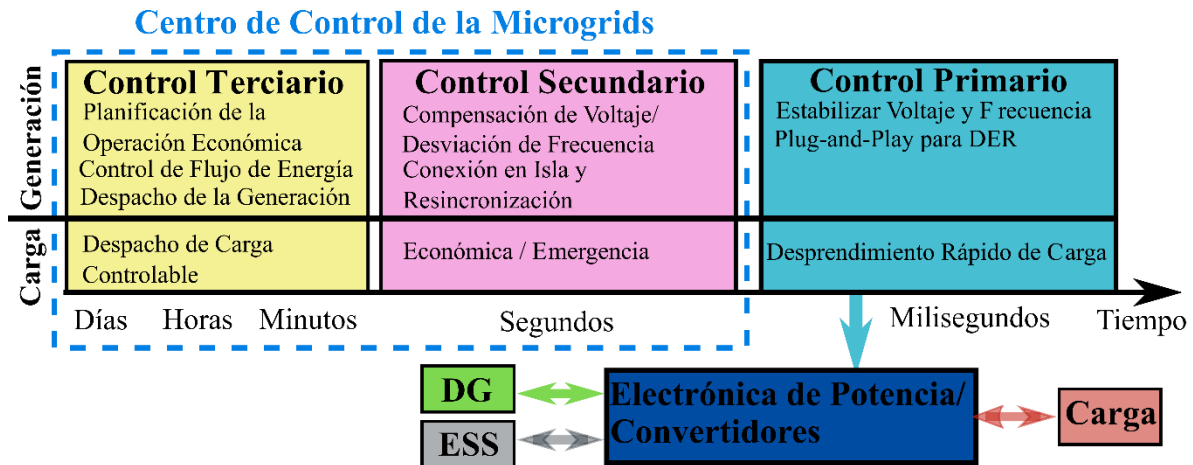


Fig.1.5. Bloques funcionales clave del control jerárquico.

1.3.9. Sistemas de Tecnología de la Información y las Comunicaciones

Un sistema de TIC es esencial para operar una MG de manera eficiente y confiable. Por ejemplo, es necesario para la comunicación entre controladores, que integran los componentes de la MG como una entidad controlable y funcional y permite algoritmos de control avanzados que mejoran la MG de forma económica y óptima. Asimismo, los medidores y dispositivos de protección modernos también dependen de enlaces de comunicación para registrar datos, pronósticos y diagnósticos. Finalmente, los sistemas Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) recopilan el estado y la configuración en tiempo real a través de sistemas de comunicación que interactúan con el software de gestión de las MGs y el operador del sistema para realizar una operación avanzada de la MG, es decir, eliminación inteligente de la carga, respuesta a la demanda, el reajuste de la red, la generación de islas, etc. La Figura 1.6 muestra los diferentes enlaces y protocolos de comunicación que se utilizan actualmente en las MG [7]. Para ampliar los conceptos de sistemas de comunicación en MG, consulte [7], [54]–[56].

1.3.10. Dispositivos Electrónicos de Potencia

Los dispositivos electrónicos de potencia están altamente integrados en las MGs y se encuentran en casi todos los subsistemas que las componen. Por ejemplo, los sistemas de protección modernos son sistemas electrónicos de potencia. Además, todos los sistemas DG y ESS se conectarán a los DS existente a través de convertidores electrónicos de

potencia. Estos convertidores se componen principalmente de dispositivos de conmutación (es decir, transistores bipolares de puerta aislada [IGBT], diodos y condensadores etc.) [57], [58].

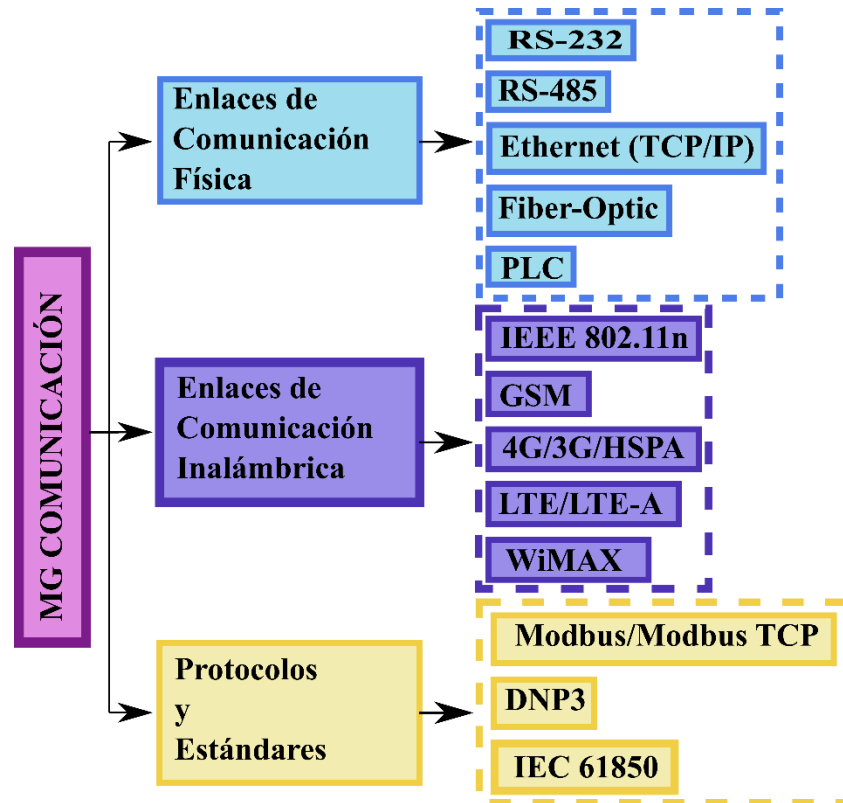


Fig.1.6. Sistemas y protocolos de comunicaciones utilizados en MG. TCP/IP: Transmission Control Protocol/Internet Protocol; PLC: Power Line Carrier; GSM: Global System for Mobile; HSPA: High Speed Packet Access; LTE: Long Term Evolution; LTE-A: LTE-advanced; WiMAX: Worldwide Interoperability for Microwave Access.

1.4. EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD EN DS CON MGS: PROBLEMAS Y OPORTUNIDADES

En esta sección abordamos por qué es importante la evaluación de confiabilidad (RA) de un DS con MG. A continuación, se analiza cada uno de los sistemas expuestos en el apartado anterior desde el punto de vista de la confiabilidad.

1.4.1. ¿Por qué es Importante la Evaluación de Confiabilidad en DS con MGS?

Actualmente se está llevando a cabo una gran cantidad de investigación sobre las MGs con el objetivo de establecer un marco teórico confiable para respaldar la idea. La mejora del

concepto de MG implica la identificación de los beneficios que pueden aportar. Entre otros aspectos, el uso de MG simplifica la implementación de muchas de las funciones de las SG, incluyendo confiabilidad, recuperación automática y control de carga. Las MGs tienen el potencial de aumentar la confiabilidad y la calidad de la energía en los puntos de carga del sistema debido a la descentralización del suministro; esto se debe a la proximidad de la DG con la carga, lo que podría disminuir la duración y frecuencia de las interrupciones, así como el nivel de energía no suministrada.

Por lo tanto, la RA es de vital importancia para determinar el aumento de confiabilidad del sistema eléctrico en presencia de MG. Además, la aparición de MG en los sistemas de suministro de energía ha planteado problemas técnicos, económicos y reglamentarios adicionales. Por ejemplo, con la coincidencia de generación y carga, surgen importantes problemas técnicos en las operaciones de las MG como la gestión del mantenimiento, la gestión de la potencia reactiva, la regulación de las tensiones y la minimización de las pérdidas de energía; estos problemas son de mayor relevancia cuando las MGs se utilizan en modo isla [40]. Por tanto, las MGs tienen sus propios problemas de confiabilidad que deben ser evaluados cada vez que se modifican algunos de los sistemas que las componen.

Finalmente, la confiabilidad jugará un papel crucial en la gestión de la demanda. Por ejemplo, cuando las MGs están conectadas a la red, las interrupciones de la red principal pueden provocar el funcionamiento de las MGs en modo isla. En este modo, el controlador maestro se basa en la producción y el almacenamiento en las MGs para equilibrar la carga con la generación y así evitar cortes de carga. Las decisiones de equilibrar las cargas con la generación en las MGs en modo isla pueden depender de los requisitos de prioridad y confiabilidad de las cargas [40], lo que hace necesaria la RA para tomar estas decisiones.

1.4.2. Evaluación de Confiabilidad con SG

Aunque no es el objetivo principal de este estudio, también se revisaron algunos artículos centrados en la RA en SG (Tabla 1.1). Por ejemplo, en [59] analizan el efecto de las SG en la mejora de la confiabilidad en los DS cuando se considera el comportamiento de los sistemas de protección y de la DG. Los autores utilizan el sistema de prueba IEEE-RTS y comparan los índices de confiabilidad cuando (1) un reconectador automático se coloca en diferentes

posiciones arbitrarias; y (2) en lugar de un reconectador automático, se colocaron varias DG. Utilizando el método analítico implementado en el algoritmo de evaluación de confiabilidad de sistemas industriales distribuidos (DISREL), se evaluó el comportamiento de los índices de confiabilidad SAIFI, SAIDI y CAIDI.

Tabla 1.1. Clasificación de trabajos de investigación que evalúan la confiabilidad en SGs.

Referencia	Sistemas Analizados	Técnica Implementada	Índices de Confiabilidad	Sistema de Prueba
[59]	DG	Analítica (DISREL)	SAIDI, SAIFI, CAIDI, ASAI	IEEE-RTS 34 nodos
	Protecciones			
[60]	DG	SMCS	SAIDI, SAIFI, CAIDI, ASAI	IEEE-RTS 34 nodos
	Protecciones			
[2]	DG (PV, WTG)	Pseudo SMCS	SAIDI, SAIFI	Real
	TIC			
	Control			
[61]	TIC (Cibernética)	NSMCS	EENS, Otros	RBTS
[62]	TIC (Almacenamiento en la Nube)	NSMCS	EENS	IEEE-RTS 79 nodos
[63]	DG (PV, WTG, Diésel)	SMCS	EENS, SAIFI, Nuevos Índices	RBTS-Bus 6
	Optimización			

1.4.3. Evaluación de Confiabilidad en DS Cuando se Introducen MGs

Se revisaron artículos que abordan el estado del arte de la RA y cuantifican cómo las MGs influyen en la confiabilidad de los DS. Los artículos se caracterizaron en función de si se modelaron la carga, DG y ESS, qué técnicas de RA e índices de confiabilidad se utilizaron y el sistema de prueba donde se aplicó. Se identificaron un total de 18 artículos de investigación (Tabla 1.2). Por ejemplo, [64] cuantificó la mejora de la confiabilidad en el DS en presencia de MG, sin utilizar MG, MG en modo isla sin priorización de carga y MG en modo isla con priorización de carga. Los autores desarrollaron un método analítico para modelar la carga, la DG y el ESS, aplicaron este método al RBTS y evaluaron la confiabilidad del sistema utilizando los índices de confiabilidad tradicionales SAIFI, SAIDI y CAIFI.

Los artículos de investigación que realizan la optimización considerando la confiabilidad como una función objetiva no se clasificaron en la Tabla 1.2. Por ejemplo, en [65], los autores presentaron un enfoque sistemático y optimizado considerando la adecuación y seguridad del DS mediante la definición de un índice de confiabilidad probabilístico combinado que incluye tanto el equilibrio de potencia real y reactiva. En este estudio se utilizó un sistema de prueba diferente llamado “PG and E69 bus”, las cargas fueron variables

y se consideraron diferentes tecnologías de DG. Además, los autores de [66] proponen una estructura en la que las MG están en modo interconectado y se permite un intercambio de energía entre ellas. Los autores aplicaron un algoritmo de optimización “*Particle Swarm*” para determinar el despacho de energía óptimo y compararon sus resultados utilizando el método SMCS. Por otro lado, [67] consideró la seguridad del DS y utilizó el método de partición de grafos ponderados para crear clústeres de MG. Los autores definieron nuevos índices para evaluar la confiabilidad en términos de potencia real y reactiva, y propusieron un método difuso interactivo y lo probaron en el sistema IEEE-RTS. Finalmente, los autores de [68] introdujeron el concepto de “*Energy Hub*” para capturar el acoplamiento entre múltiples formas de energía en un Sistema Integrado de Energía. Los autores presentaron un enfoque de evaluación de la confiabilidad basado en un algoritmo de optimización y el modelo “*Energy Hub*” combinado con SMCS.

Tabla 1.2. Clasificación de artículos de evaluación de confiabilidad al introducir MG.

Referencia	Modelo	Técnica Implementada	Índices de Confiabilidad	Sistema de Prueba
[64]	Carga, DG, ESS	Analítica	SAIFI, SAIDI, CAIFI	RBTS
[69]	Carga, DG		SAIFI, SAIDI, ASAI, ENS	Otros
[70]			SAIFI, SAIDI	RBTS
[71]	DG	SMCS	Otros	Real
[72]		Analítica	SAIFI, SAIDI, ASAI, ENS	RBTS
[38]	Carga, DG	SMCS	ENS	Real
[41]	Carga, DG, ESS		Otros	Otros
[73]	DG, ESS		SAIFI, SAIDI, EENS	Real
[74]	Carga, DG, ESS	SMCS	AENS, EENS	IEEE-RTS, RBTS
[75]			ENS, EENS	
[76]	Carga		SAIFI, SAIDI	Real
[77]	Carga, DG			IEEE-RTS, RBTS
[78]	Carga, DG, ESS		SAIFI, SAIDI, ASAI, EENS	
[79]		Analítica	Otros	Otros
[80]	DG		SAIFI, SAIDI, ASAI, ENS, AENS	
[68]	Carga, DG	SMCS	SAIFI, SAIDI, ASAI, EENS	IEEE-RTS, RBTS
[81]	Carga, DG, ESS		Otros	
[82]	Carga, DG		Analítica	SAIFI, SAIDI, CAIFI, ASAI, ENS, Others
[83]		SAIFI, SAIDI, ENS		
[84]		Otros		
[85]	Carga, DG, ESS	ENS, EENS		Real
[86]		SMCS	ENS	Otros
[87]		Analítica	SAIFI, SAIDI, ASAI, ENS	
[88]			SAIFI, SAIDI, ENS	

1.4.4. Evaluación de Confiabilidad de las Arquitecturas MG

En [89], los autores realizan un estudio de RA en MG analizando diferentes arquitecturas, a saber, híbridos AC, DC, AC/DC y una arquitectura denominada 3-NET. El artículo compara el beneficio de cada una de estas arquitecturas MG en función del desempeño económico en modelos de mercado y sus características de confiabilidad. Para este último, los autores utilizaron cuatro índices de confiabilidad, emplearon la técnica de evaluación de confiabilidad SMCS y aplicaron su enfoque a un sistema de prueba personalizado.

1.4.5. Evaluación de Confiabilidad en DS y MGs con Generación Distribuida

Uno de los mayores problemas de la integración de la DG en el sistema eléctrico es que, en determinados escenarios, la confiabilidad empeora [90]. Dada la importancia de la DG en los sistemas eléctricos modernos y su influencia directa en la confiabilidad, se espera que la mayoría de la investigación de AR en los sistemas eléctricos actuales considere la DG. A continuación, revisamos los artículos de investigación que analizan el impacto de la introducción de DG en las MG o en los DS. En las siguientes secciones se analizarán las investigaciones que consideren DG combinadas con otros sistemas de las MGs.

En [91], los autores presentan la RA de un DG en presencia de MG; tales MG incluyen PV, WTG y generadores de turbina Diésel (DTG en inglés). Estos DG ayudan a suministrar parte de la carga cuando está en modo “conectado a la red”, pero también pueden proporcionar el 100% de la carga cuando la MG está en modo isla. La RA se logró mediante SMCS utilizando los índices SAIFI y SAIDI del DS convencional, y el EENS, un índice del sistema de generación convencional.

La Tabla 1.3 resume todos los estudios de investigación que realizan RA en sistemas de energía modernos que analizan DG. Se encontró que la mayoría de los artículos siguen la metodología propuesta en [91] y se realizaron en el campo de la adecuación del sistema. Los aspectos relevantes considerados en esta clasificación fueron si se modeló la carga y/o la ESS, el tipo de DG que se utilizó y el sistema donde se integró la DG. Además, incluimos qué tipos de técnicas de AR se usaron, qué índices de confiabilidad se calcularon y el sistema de prueba utilizado.

Tabla 1.3. Clasificación de los artículos de evaluación de confiabilidad analizando la DG.

Ref.	Modelo	Tipo de DG	IS ²	Técnica Implementada	Índices de Confiabilidad	Sistema de Prueba	
[92]			DS	SMCS	SAIFI, SAIDI, CAIFI, AENS	Otros	
[93]				Analítica	SAIFI, SAIDI, CAIFI, AENS, EENS		
[94]				Otras	EENS		
[95]	Carga	PV, WTG		SMCS	SAIFI, SAIDI, ASAI, EENS	RBTS	
[96]					EENS	IEEE-RTS	
[48]		PV		Analítica, SMCS	SAIFI, SAIDI, ASAI, ENS, AENS	RBTS	
[97]				Otras	ENS	Real	
[98]	Carga, ESS	PV, WTG	MG	Analítica	Otros	Otros	
[99]							
[100]						SMCS	Otros
[91]					Otras	SAIFI, SAIDI, EENS	RBTS
[101]				PV	NSMCS	AENS, EENS	Otros
[102]				PV, WTG	SMCS	EENS	
[103]		PV, WTG, CEG ¹ , Otros		Analítica	SAIFI, EENS, Nuevos Índices		
[104]		PV, WTG, CEG		Otras	SAIFI, SAIDI		
[105]	Carga		DS	Analítica	EENS	RBTS	
[106]		PV		Analítica, NSMCS	ASAI, EENS, Otros	IEEE-RTS	
[107]				Analítica			
[108]	Carga		MG		SAIFI, SAIDI, EENS	RBTS	
[109]	Carga, ESS	PV, WTG			SAIFI, SAIDI, ASAI, Nuevos Índices, Otros	IEEE-RTS, RBTS, Real	
[110]				DS	SMCS	SAIFI, SAIDI, EENS	RBTS
[111]	Carga	WTG		Otras	EENS, Nuevos Índices	IEEE-RTS	
[112]				MG	Analítica	SAIFI, SAIDI	RBTS

¹CEG— Generadores de energía convencionales, ²IS—sistema donde se integró la DG.

1.4.6. Evaluación de Confiabilidad en MGs Analizando la Influencia de las Cargas

Casi todos los artículos revisados consideran el modelo DG y analizan el tipo de carga. Dado que todos los artículos consultados estaban en el campo de la adecuación del sistema y efectuaron una AR para determinar el impacto de las cargas en las MGs, considerando la anteriormente planteado se realizó una clasificación. La Tabla 1.4 resume nuestros hallazgos. Por ejemplo, en [113] los autores estudiaron los efectos estocásticos de la integración de fuentes de energía intermitentes, WTG y PV, en un DS. Los autores utilizaron SMCS y ejecutaron simulaciones durante un período de 10 años en un punto de carga que consta de múltiples escenarios y tres tipos diferentes de cargas (es decir, residencial,

comercial e industrial). Para cada tipo de carga, se realizaron cuatro simulaciones diferentes: sin DG, usando PV como DG, usando WTG como DG y usando PV y WTG como una DG combinada. Todas las DG se utilizaron como respaldo de la red, se realizaron pruebas en el sistema RBTS y se calculó el índice ENS.

Tabla 1.4. Clasificación de los estudios de evaluación de la confiabilidad en MG centrados en la carga.

Ref.	Tipo de carga	Modelo	Tipo de DG	Técnica Implementada	Índices de Confiabilidad	Sistema de Prueba
[113]	Residencial, Comercial, Industrial.	DG	PV, WTG	SMCS	ENS	RBTS
[38]			PV, WTG, Otros			Real
[114]	Residencial, Comercial, Otras.	DG	PV, WTG	Analítica	SAIFI, SAIDI, CAIFI, ENS, AENS.	RBTS
[115]	Otras.	DG	PV	SMCS	EENS, Otros.	IEEE-TS
[116]					SAIFI, SAIDI, ENS.	Otros
[117]		DG, ESS		Analítica	ENS.	IEEE-TS
[118]		DG			SAIFI, SAIDI.	Otros
[64]	Residencial.	DG, ESS		Analítica	SAIFI, SAIDI, CAIFI.	RBTS

1.4.7. Evaluación de Confiabilidad en MGs, Analizando la Influencia del ESS

Uno de los principales objetivos de la introducción de ESS en MG es mejorar la confiabilidad, especialmente cuando el MG trabaja con DG renovables. La Tabla 1.5 resume los trabajos de investigación que cuantifican el efecto sobre la confiabilidad de las MGs cuando se introducen los ESS. Todos los artículos se enmarcaron en el campo de la adecuación del sistema, y la mayoría de ellos siguieron la organización propuesta en [119], donde se investigó el impacto de agregar PV y ESS (es decir, baterías) a una MG. Para modelar el PV, el ESS y el DS, los autores utilizaron los métodos analítico, y las pruebas se realizaron en el sistema RBTS a través de diferentes índices [119]. Además, la mayoría de los trabajos de investigación que evalúan la confiabilidad en MG que evalúan el impacto del ESS consideraron baterías. Sin embargo, la tecnología de vehículo a red (V2G) ha surgido recientemente como una alternativa adecuada [120].

Tabla 1.5. Clasificación de artículos de AR en MG centrados en ESS.

Ref.	Tipo de ESS	Modelo	Tipo de DG	Técnica Implementada	Índices de Confiabilidad	Sistema de Prueba		
[121]	B	DG	PV	Analítica	Otros	Otros		
[48]		DG, Carga.		Analítica, SMCS	SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, ENS, AENS.	RBTS		
[122]		DG, Carga.	PV, WTG.	Analítica	SAIFI, SAIDI, AENS, Otros.			
[119]		DG	PV		SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, ENS.			
[123]			PV, WTG, Otros.	Analítica, Otros.	SAIFI, SAIDI, ASAI, ENS, AENS.			
[124]		DG, Carga.	WTG	Otros	EENS, Nuevos Índices.		IEEE-TS	
[82]			PV	Analítica, SMCS.	SAIFI, SAIDI, ASAI, ENS.		Otros	
[125]			WTG		CAIDI, EENS.		IEEE-TS	
[126]			EV	PV, WTG, Otros.	SMCS		SAIFI, SAIDI, ASAI, EENS.	RBTS
[120]					NSMCS		SAIFI, AENS.	IEEE-TS
[127]	WTG			SMCS	SAIFI, SAIDI, ASAI, EENS.		Otros	
[128]				Otros	Otros	Otros		
[40]	B			PV, WTG.	SMCS	SAIFI, SAIDI, CAIDI, Otros.	Real	
[129]		WTG, Otros.		CAIDI, Otros.				
[130]		PV	Analítica	Otros.	Otros			
[131]			SMCS	SAIFI, SAIDI, EENS.	RBTS			

1.4.8. Evaluación de Confiabilidad en MGs, Analizando la Influencia de los Sistemas de Protección

Se clasificó la literatura de investigación en donde cuantificaron el efecto en la confiabilidad de incluir sistemas de protección en MG. Los resultados se presentan en la Tabla 1.6. Esta clasificación se basó en el hecho de que todos los estudios de investigación se realizaron en el campo de la adecuación del sistema, e incluyeron (1) tipo de análisis realizado en los sistemas de protección, (2) técnicas de RA, (3) sistema de prueba donde se aplicó, (4) tipo de DG y (5) índices de confiabilidad utilizados. Por ejemplo, los autores en [132] investigaron los efectos del sistema de protección sobre la confiabilidad de una MG integrada con DG. Además, desarrollaron un modelo estocástico para simular los desafíos existentes en los esquemas de protección actuales y consideraron diferentes condiciones de operación (es decir, sobrecorriente, sobretensión y subtensión). Para el análisis, los autores propusieron tres nuevos índices de confiabilidad difusa. Las simulaciones se realizaron en una versión modificada del sistema de prueba propuesto en [133]. Finalmente, una estrategia de RA, combinada con simulación difusa y restauración de carga se presenta como una herramienta de solución.

Tabla 1.6. Clasificación de estudios de RA en MG, enfocados a sistemas de protección.

Ref.	Análisis realizado en los Sistemas de Protección	Técnica Implementada	Sistema de prueba	Tipo de DG	Índices de confiabilidad
[134]	El sistema de prueba incluye fusible, disyuntor, seccionador, protección de interconexión, reconectador, protección contra sobrecorriente y relés como componentes de protección. Se evaluó su impacto en la confiabilidad del sistema.	SMCS.	IEEE-TS	PV	SAIFI, SAIDI, CAIDI, AENS,
[135]	Los interruptores normalmente abiertos (NOS) se colocan en el sistema de prueba. Los autores evaluaron su impacto en la confiabilidad del sistema.		Propio	PV, WTG, MT, FC	LOLE, LOEE, Otros.
[136]	Un disyuntor está ubicado en el sistema de prueba y se evalúa su impacto en la confiabilidad del sistema.			No especificado	SAIFI, CAIDI
[137]	La confiabilidad del sistema eléctrico se evalúa en presencia de MG. Además, se analiza la influencia sobre la confiabilidad del estado de los interruptores y el tiempo de falla.	Modelo analítico, matriz de conexión y de influencia	RBTS Bus 6		SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, EENS
[138]	Se mejora un algoritmo para la asignación óptima de dispositivos de seccionamiento y conmutación automática (ASSD en inglés) y se evalúa su impacto en la confiabilidad del sistema.	Programación dinámica, SMCS.	Real.		SAIFI, SAIDI, EENS.
[132]	Se analizan las condiciones de funcionamiento anormales de los sistemas de protección (es decir, sobrecorriente, sobretensión y subtensión) y se evalúa su impacto en la confiabilidad del sistema.	Modelo analítico combinado con modelo difuso.	Tomado de [133].	PV, WTG.	Tres índices difusos dados por los autores.
[139]	Los autores evaluaron el impacto de los sistemas de protección y sus condiciones de funcionamiento en los índices de fiabilidad de una MG.	Método Grids mesh combinado con análisis enumerativo.			SAIFI, SAIDI, ENS.
[140]	Se evalúan los efectos de los esquemas de protección deficientes (centrándose en el esquema de protección y monitoreo de sobrecorriente) sobre los índices de confiabilidad.	Estrategia integrada para análisis de condiciones operativas.			
[141]	Se propone un algoritmo de coordinación de protección y se evalúa su impacto en la confiabilidad del sistema.	Método analítico con SMCS			RBTS- bus 6.

1.4.9. Evaluación de Confiabilidad en MGs, Analizando la Influencia de los Sistemas de Control

La operación en isla de las MGs ayuda a mejorar la confiabilidad local y general. Sin embargo, el tiempo de interrupción del punto de carga de las MG y la frecuencia de interrupción se ven directamente afectados por la estrategia de control. Aquí, clasificamos los trabajos de investigación que analizan cuantitativamente el impacto de varias estrategias de control en la confiabilidad de MG. Solo se incluyeron artículos que modelan

la carga, DG y ESS, y en el ámbito de la adecuación del sistema. Nuestros hallazgos se resumen en la Tabla 1.7. Un ejemplo específico de tal investigación es [142], que propuso una metodología probabilística para evaluar el impacto de las estrategias de control en la MG sobre la confiabilidad del DS. Esta RA se realizó considerando los controles primarios y secundarios de la MG cuando opera en modo isla. El flujo de potencia óptimo (OPF en inglés) y el flujo de potencia con distribución de bus holgada (PFSD en inglés), combinados.

Tabla 1.7. Clasificación de estudios de RA en MG enfocados a sistemas de control.

Ref.	Tipo de control	Tipo de DG	Técnica Implementada	Índices de confiabilidad	Sistema de prueba
[143]	Los autores analizaron el sistema de control de carga considerando las características de fluctuación y correlación de las DG renovables y la demanda de carga (pronóstico avanzado). Se proponen tres estrategias de control, la primera extraída de otros estudios en los que las decisiones de eliminación de carga se obtienen mediante la optimización de la isla. Cuando la energía disponible no es suficiente para todas las cargas, las cargas interrumpibles se eliminarán primero. Una mayor deficiencia de energía conduciría a la liberación de cargas moderadas y luego a cargas críticas. Las cargas interrumpidas no se restablecerán durante el período de la isla hasta que el MG se vuelva a conectar a la red eléctrica. Las otras dos estrategias son modificaciones de la primera, propuestas por los autores.	PV, WTG.	SMCS	SAIFI, SAIDI, ASAI.	IEEE-TS, RBTS
[144]	Se propone una estrategia integral de gestión energética (HEMS) para la gestión de sistemas Multi-MG con múltiples recursos de generación, unidades de almacenamiento de energía fijas y móviles, así como demandas interrumpibles y no interrumpibles.			SAIFI, SAIDI, CAIFI	RBTS
[145]	Se utilizaron tres tipos diferentes de controles de modo de potencia MG para clientes: modo de control de potencia constante, modo de control de potencia considerando el límite de potencia de DG y modo de control de potencia óptimo establecido.	PV	Analítica		
[146]	El algoritmo Spanning Tree Search se utiliza para optimizar el proceso de restauración de DS, maximizando la carga restaurada y minimizando el número de operaciones de conmutación. La técnica de búsqueda primero en amplitud se utiliza para establecer el tiempo necesario para restaurar clientes.	No especificado		SAIFI, SAIDI.	Real
[147]	Un control descentralizado se presenta como un recurso para evitar la degradación de la confiabilidad con el tiempo. Los autores analizaron las arquitecturas de control centralizadas y descentralizadas para MG, desde el punto de vista de la confiabilidad.			Otros	Otros

con OPF, La SMCS se utilizó para seleccionar los escenarios del sistema, se consideraron algunas de las incertidumbres asociadas con el sistema (es decir, fluctuaciones de carga, errores de pronóstico de carga, indisponibilidad e intermitencia del WTG). Esta metodología permite estimar el impacto en la operación de la isla MG en un punto de carga con base en los índices de confiabilidad ASIDI, ASIFI, SAIDI y SAIFI. Las pruebas se llevaron a cabo en un sistema IEEE-RTS modificado de 33 nodos [142].

1.4.10. Evaluación de Confiabilidad en MGs, Analizando la Influencia de las TIC

Aquí se clasificaron artículos de investigación que analizaron cuantitativamente el impacto de las TIC en la confiabilidad de MG. Nuestros hallazgos se resumen en la Tabla 1.8. Se incluyó un total de cuatro estudios, los cuales estaban en el campo de la adecuación del sistema, y modelaron la carga, DG y ESS. Por ejemplo, los autores de [148] realizaron una evaluación rápida de los sistemas con DG considerando las incertidumbres inherentes a las fuentes de energía renovables, la carga y el precio de la energía. Su principal contribución fue el análisis del impacto de la degradación de las redes de comunicaciones en el rendimiento del sistema. El comportamiento degradado de las redes de comunicación se modela considerando los dos tipos más comunes de fallas (es decir, retrasos estocásticos de transmisión en tiempo continuo y abandono de paquetes). Los autores también desarrollaron un marco computacional OPF con MCS (MCS-OPF), que puede generar escenarios operativos consecutivos que dependen de todo el tiempo del sistema. Este marco se aplicó a un alimentador de prueba IEEE-RTS modificado de 13 nodos y utiliza los índices de confiabilidad ENS y EENS.

Tabla 1.8. Clasificación de estudios de RA en MG enfocados en sistemas TIC.

Referencia	TIC donde se aplicó el análisis	Tipo de DG	Técnica Implementada	Índices de confiabilidad	Sistema de prueba
[4]	Sistemas de telecontrol / automatización de dispositivos de conmutación.		Analítica	SAIFI, SAIDI.	Otros
[149]	Interdependencias directas del poder cibernético	PV, WTG	Otros	EENS, Otros.	
[150]	Sistema Ciberfísico		Analítica	SAIFI, SAIDI, CAIDI.	
[151]		WTG	SMCS	SAIFI, SAIDI, EENS.	RBTS

1.4.11. Evaluación de Confiabilidad en MGs, Analizando la Influencia de los Sistemas Electrónicos de Potencia

Los sistemas electrónicos de potencia se encuentran en la gran mayoría de los subsistemas de MG. Sin embargo, pocos estudios evalúan el impacto de tales sistemas en la confiabilidad de las MGs. No obstante, se ha abordado el impacto de los sistemas electrónicos de potencia en la confiabilidad de algunos de los subsistemas de MG, especialmente en subsistemas de DG renovables como PV [57], [152]–[155] o WTG [156], [157]. Por ejemplo, los autores en [152] clasifican los componentes que más fallan en un sistema fotovoltaico a gran escala y concluyen que los inversores son el componente más crítico. Además, en [57] se establece que los condensadores son los elementos más críticos de los inversores. Estos hallazgos resaltan la importancia de analizar el impacto de los sistemas electrónicos de potencia en la RA de las MGs. En esta línea, los autores de [83] evalúan la confiabilidad de MGs insulares con alta penetración de DG renovables, teniendo en cuenta las fallas en los equipos electrónicos de potencia. Adicionalmente, los autores construyen un modelo analítico de la tasa de falla integral de dicho sistema, aplicado en un sistema de referencia modificado y calculan los índices de confiabilidad SAIFI, SAIDI y ENS.

Parte 2: Investigación Propuesta

1.5 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Después de estudiar los diferentes aportes realizados por la comunidad científica en beneficio del desarrollo de la evaluación de confiabilidad en DS con MG (Parte 1 de este capítulo), podemos concluir que, a pesar de las ventajas de las MGs, en la actualidad los investigadores en esta área se enfrentan a grandes retos dentro de múltiples campos de la ingeniería. Ejemplo de ello es la evaluación de la confiabilidad del DS con aplicaciones de MGs, que corresponde a uno de los desafíos más importantes y complejos encontrados, por varias razones: (1) los modos de operación flexibles; (2) las diversas opciones de restauración de las cargas locales después de la interrupción; y (3) el comportamiento aleatorio de las fallas en los componentes de los DS, de los sistemas de generación renovables y de la demanda en las MGs [1], [81]. Por lo tanto, evaluar la confiabilidad de

estos futuros DS utilizando métodos convencionales tiene asociado consigo un conjunto de problemas que afectan dicha evaluación, entre los que se incluyen la complejidad de los nuevos sistemas y los tiempos de simulación, por lo que se requieren nuevos y/o mejores métodos.

Como respuesta a lo anteriormente planteado, la evaluación de la confiabilidad en DS con MGs ha avanzado mucho en los años recientes, tal y como se pudo observar en la cantidad considerable de investigaciones realizadas sobre el tema (parte 1 de este capítulo) [22]. Sin embargo, muchos trabajos de investigación, desarrollo e ingeniería siguen siendo necesarios para transformar la actual MG en una red eléctrica totalmente comercial, confiable y rentable.

Específicamente, se encontraron las siguientes brechas de investigación en cuanto a la evaluación de confiabilidad en DS con aplicaciones de MGs:

- **Conceptos de MG Rural (Brecha 1):** Existe un gran número de diferentes métodos y estrategias, así como de conceptos de MGs. De todos estos conceptos, métodos y estrategias, a los más destacados o promisorios se les debe realizar, necesariamente, una evaluación de la confiabilidad. Por ejemplo, el concepto MGs rural se ha venido trabajando últimamente en especial en los países en vía de desarrollo. Debido a las ubicaciones remotas, los clientes altamente dispersos y las demandas significativamente más bajas, las áreas rurales están típicamente conectadas a redes aéreas débiles, con largas líneas y alta exposición a condiciones climáticas adversas (fuertes vientos, lluvias, inundaciones, etc.). Además, los RDS generalmente no tienen redundancia, carecen de puntos de suministro alternativos y solo cuentan con algunas capacidades limitadas de automatización y reconfiguración, lo que resulta en una frecuencia mucho mayor de interrupciones del suministro, así como tiempos de restauración del suministro significativamente más largos. Como consecuencia, los RDS son menos confiables y registran más pérdidas en el transporte de la energía. Por lo tanto, es necesario evaluar el efecto en la confiabilidad de interconectar MGs en los RDS.

- **Sistemas Reales (Brecha 2):** La mayoría de las investigaciones en curso, en cuanto a la evaluación de la confiabilidad de las MGs, utilizan sistemas de prueba, como el RBTS. Por lo tanto, otros posibles trabajos futuros podrían apuntar a realizar la evaluación de confiabilidad a MGs reales o que tengan en cuenta DS reales.
- **Sistemas de protecciones (Brecha 3):** Las MGs necesitan sistemas de protección flexibles que puedan operar tanto en un modo conectado a la red como en un modo en isla, con corrientes de disparo de relé apropiadas que consideren el estado operativo de cada componente. Como consecuencia, los futuros sistemas de protección deben contar con relés de sobrecorriente, sistemas de detección y diagnóstico de fallas, interruptores y seccionadores telecontrolados. En la revisión bibliográfica realizada para esta investigación [22], se encontró que son pocas las publicaciones sobre la evaluación de la confiabilidad en las MGs en presencia de dichos sistemas. De estos trabajos, algunos se dedican a determinar el impacto en la confiabilidad al ubicar componentes de protección como en [134], [135], [136], pero no los sistemas de protección en sí. En [132], [138], [141], se tienen en cuenta los sistemas de protección y son más profundos en su análisis, pero solo tienen en cuenta los sistemas de protección por sobre-corriente. Sin embargo, existen muchos otros sistemas de protección propuestos para las MGs en la literatura. Por lo tanto, es necesario evaluar cómo estos sistemas de protección propuestos podrían mejorar la confiabilidad de las MGs y cómo los usos de estos nuevos dispositivos afectan la confiabilidad del sistema.
- **Sistemas de Control (Brecha 4):** Las MGs necesitan sistemas de control jerárquicos, descentralizados y robustos, que puedan realizar seguimiento a grandes zonas. Además, se necesitan controles para las unidades de generación, para los ESS y los sistemas de control locales en las MGs dentro de los que se encuentran el control y optimización de voltaje, el control de flujo de potencia óptimo y el control de respuesta a la demanda, entre otros. Aunque las estrategias de control para las MGs han sido ampliamente estudiadas [22], se han realizado pocos estudios para determinar su influencia en la confiabilidad de las MGs. Por lo tanto, se necesitan

más trabajos de investigación que tengan en cuenta cómo estas nuevas estrategias de control afectan la confiabilidad de las MGs.

- **Sistemas TIC (Brecha 5):** Las MGs requieren una infraestructura de comunicación flexible, distribuida, rápida y confiable, en relación con la confiabilidad. Aunque se han evaluado estas considerando fallas del sistema de comunicación y fallas intencionales ocasionadas por intrusos, en la revisión bibliográfica [22] se encontraron pocos trabajos que evalúan el impacto de las TIC en la confiabilidad de las MGs.
- **Dispositivos Electrónicos (Brecha 6):** Las MGs requieren controles, entre otros dispositivos electrónicos de potencia, para sus subsistemas de protecciones. En la revisión bibliográfica [22] se encontró que no existen trabajos donde se evalué el impacto de los dispositivos electrónicos de potencia en la evaluación de confiabilidad de los DS con aplicaciones de MGs, a pesar de la utilización de estos en casi todos sus subsistemas.

Teniendo en cuenta la basta amplitud de la problemática, se delimitó el problema de investigación. De todas las brechas identificadas, el foco principal de este trabajo fue el RDS (Brecha 1 y 2). Por consiguiente, con la intención de contribuir para superar las necesidades manifiestas, surgió esta propuesta de investigación que buscaba responder a la pregunta: ***¿en qué medida se impactará la confiabilidad de una red de distribución rural cuando se introducen aplicaciones de Microgrids?***

1.6 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

En esta sección se define el objetivo general, así como también los objetivos específicos de la investigación.

1.6.1 Objetivo General

Examinar y desarrollar modelos para evaluar la confiabilidad de los Sistemas de Distribución Rural con aplicaciones de Microgrids.

1.6.2 Objetivos Específicos

Objetivo 1: Analizar sistemas de distribución rural y cómo se realiza la evaluación de confiabilidad en estos.

Objetivo 2: Examinar métodos de modelamiento estocástico y seleccionar los que más se adapten a las necesidades del problema.

Objetivo 3: Modelar el sistema de distribución rural, la demanda de la carga, el sistema de almacenamiento de energía y los sistemas de generación distribuida convencional y renovable, integrando el sistema de distribución con los modelos de las aplicaciones de Microgrids (i.e., modelos de generación distribuida y modelos de los sistemas de almacenamiento de energía).

Objetivo 4: Aplicar el modelo integrado a diferentes escenarios de operación que representen prácticas avanzadas y realizar las simulaciones computacionales necesarias para evaluar la confiabilidad del sistema teniendo en cuenta diferentes índices de confiabilidad.

1.7 CONTRIBUCIONES

La investigación propuesta en este documento de tesis está orientada hacia la evaluación del impacto de las Microgrids en la confiabilidad en sistemas de distribución rural. Teniendo en cuenta que las Microgrids aún no son una red eléctrica totalmente comercial, confiable y rentable, se podría decir que las contribuciones realizadas conllevan a evaluar las Microgrids en contextos poco explorados. De este modo, los aportes de esta investigación se resumen a continuación:

- Se realizó una revisión y categorización de trabajos recientes y relevantes reportados en la literatura. Demostrando así la importancia de evaluar la confiabilidad en sistemas de distribución con aplicaciones de Microgrids, como un mecanismo útil para la consolidación del concepto de Microgrids.
- Se levantó y estructuró un caso de estudio con datos de un sistema de distribución real, aunque estos datos provienen de un contexto local, pueden adaptarse fácilmente a otros contextos y ser empleados por la comunidad científica.

- Se propuso un algoritmo recursivo basado en la simulación secuencial de Monte Carlo, el cual integra todos los modelos desarrollados, obteniéndose un modelo del sistema de distribución rural con aplicaciones de MG, con representación en parámetros de confiabilidad.
- Se evaluó la confiabilidad de un sistema de distribución rural con aplicaciones de MG, los resultados obtenidos podrían ser utilizados para recomendar el dimensionamiento o diseño de los diferentes sistemas que componen las Microgrids, con el fin último de cumplir con objetivos específicos de confiabilidad.
- Se verificó que la introducción de generación distribuida fotovoltaica por sí sola no lograría los objetivos de confiabilidad establecidos para el país del caso de estudio, mostrando la necesidad de introducir MG híbridas.
- Se confirmó que, para el caso de estudio, los sistemas de almacenamiento de energía potencian la confiabilidad del sistema de distribución rural con generación distribuida fotovoltaica.
- Se comprobó que las MG, con sistemas de almacenamiento de energía, generación distribuida fotovoltaica y convencional incrementan la confiabilidad del sistema de distribución rural del caso de estudio.
- Se proporciona una herramienta útil, para el diseño de sistemas de distribución rural con MGs.

1.7.1 Artículos Publicados

- J. L. López-Prado, J. I. Vélez, and G. A. Garcia-Llinás, “Reliability Evaluation in Distribution Networks with Microgrids: Review and Classification of the Literature,” *Energies*, vol. 13, no. 23, p. 6189, 2020, doi: 10.3390/en13236189. Este artículo está basado en el Capítulo 1 presentado en este documento.

1.7.2 Ponencias en Eventos Internacionales

- J. L. López-Prado, G. A. Garcia-Llinás, and J. I. Vélez, “EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD EN MICROGRIDS: COMPARACIÓN DE MÉTODOS DE MODELAMIENTO,” en el XVI Simposio Internacional de Energía Expotecnológica

2021 (XVI SIE–2021). Esta ponencia está basada en el Capítulo 2 expuesto en este documento.

- J. L. López-Prado, G. A. Garcia-Llinás, and J. I. Vélez, “Modelo de un sistema de distribución rural, visto desde parámetros para el análisis de confiabilidad, aplicando simulación de Monte Carlo,” en el CONGRESO INTERNACIONAL Multicampus de Ingeniería (CIMI), 2021. Esta ponencia está basada en el Capítulo 3 de este documento.

1.7.3 Artículos Sometidos

- J. L. López-Prado, J. W. González-Sánchez, J. I. Vélez, and G. A. Garcia-Llinás, “Reliability Assessment in Rural Distribution Systems with Microgrids: A Computational-based Approach” sometido a revista (*IEEE Access*) fecha de sometimiento 24 de agosto del 2021. Este artículo está basado en los Capítulos 3 y 4 presentados en este documento.

1.7.4 Artículos en Elaboración

- J. L. López-Prado, G. A. Garcia-Llinás and J. I. Vélez, “Use of ESS as Reliability Enhancers of the Rural Distribution System with MG-PV,” para ser sometido a *Applied Energy*. Este artículo está basado en los Capítulos 3 y 4 presentados en este documento.
- J. L. López-Prado, G. A. Garcia-Llinás and J. I. Vélez, “Assessment of the Impact of the DG-PV-MT Penetration Levels on the Reliability of the Rural Distribution System,” para ser sometido a *Energies*. Este artículo está basado en los Capítulos 3 y 4 presentados en este documento.

1.8 ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

Este documento de tesis consta de cinco capítulos, más una sección adicional de anexo de esta manera, en la Parte 1 del Capítulo 1, se presenta una contextualización del tema. Primero, se definieron los conceptos básicos del RDS y cómo se realiza la evaluación de confiabilidad en estos. Luego, se definieron las MGs y cada uno de sus subsistemas. En este

contexto, abordamos la pregunta: ¿por qué es importante la evaluación de confiabilidad en DS con MGs? Posteriormente, se revisaron críticamente y clasificaron los artículos de investigación que evalúan la confiabilidad de los DS en presencia de MG. Además, se revisaron y clasificaron los artículos de investigación que evalúan cómo afectan los subsistemas de una MG la confiabilidad del sistema. Finalmente, delineamos las líneas de investigación futuras respecto a la evaluación de confiabilidad de DS cuando se introducen MG. En la Parte 2 del capítulo 1, se hace énfasis en el planteamiento del problema, los objetivos y las contribuciones de la investigación desarrollada.

En el Capítulo 2, se estudiaron diferentes métodos de modelamiento estocásticos reportados, identificando sus ventajas, desventajas, aplicaciones y tendencias. A partir, de dicho estudio se seleccionó el método de simulación secuencial de Monte-Carlo (SMCS en inglés), pues es el que más se adapta a las necesidades del problema. Luego, se aplicó a un DS de prueba RBTS-BUS-2. Por último, se presentan las conclusiones respecto a la selección del método.

En el Capítulo 3, se modeló el RDS cuando se introducen aplicaciones de MG visto desde parámetros para el análisis de confiabilidad. Para ello, en primer lugar, se seleccionó un RDS real dentro de un colectivo de posibilidades, y se utilizó como caso de estudio. Seguidamente, se describe el RDS seleccionado. Posteriormente, se modeló el sistema y la carga. A partir de la integración de estos dos modelos, se obtuvieron los índices de confiabilidad simulados del RDS actual. En este punto fue necesario modelar la aplicación de MGs en el sistema de generación convencional, los sistemas de generación renovable y el ESS. El siguiente paso fue integrar los modelos de las aplicaciones de MGs al modelo del RDS actual. Finalmente, se presentan los resultados y conclusiones del modelamiento del sistema.

En el Capítulo 4, se evaluaron, desde el punto de vista de la confiabilidad, y utilizando diferentes índices, cinco escenarios de operación que representan prácticas avanzadas. Para la selección de dichos escenarios se tuvo en cuenta la opinión de varios expertos, así como información hallada en el estado del arte. Estos escenarios están organizados de la siguiente manera: primero se realizó la evaluación del impacto de los niveles de penetración

de los sistemas de generación distribuida (DG en inglés) fotovoltaicos (PV en inglés) en la confiabilidad del RDS. Seguidamente, se analizó la confiabilidad del RDS cuando se introducen sistema de DG-PV combinados con ESS. Además, se evaluó la confiabilidad de los RDS con sistemas híbridos de DG-PV con DG convencionales. Luego se examinó el uso de ESS como potenciadores de la confiabilidad del RDS con sistemas de DG-PV. A continuación, se evaluó el efecto de la introducción de MGs con sistemas mixtos de DG-PV más DG convencionales más ESS en la confiabilidad del RDS. Por último, se presentan los resultados y conclusiones.

Finalmente, el Capítulo 5 resume las conclusiones generales y plantea posibles trabajos futuros de investigación.

Capítulo 2

2. COMPARACIÓN DE MÉTODOS DE MODELAMIENTO

2.1. INTRODUCCIÓN

La teoría de la confiabilidad se usa en la mayoría de áreas que las empresas de distribución eléctrica manejan: diseño conceptual, adquisición de equipos, decisiones de operación, políticas de mantenimiento y repuestos, evaluación del estado y desempeño del RDS o sus subsistemas. La teoría de confiabilidad se basa en métodos probabilísticos para la evaluación de confiabilidad de los RDS. Los métodos probabilísticos citados anteriormente se han desarrollado de manera amplia. Como consecuencia, no existe una fórmula o un método único. El método utilizado y las ecuaciones resultantes dependen del problema y de las suposiciones empleadas. En este punto es necesario tener en cuenta que para aplicaciones prácticas de probabilidad y teoría estadística se requieren muchos supuestos. Además, hay que considerar que la validez del análisis está directamente relacionada con la validez de los modelos utilizados para representar el sistema [25].

Este capítulo está organizado de la siguiente manera: en la Sección 2.2 se estudian diferentes métodos de modelamiento estocásticos reportados, identificando sus ventajas, desventajas, aplicaciones y tendencias. En la Sección 2.3 se selecciona el mejor método de simulación. En la Sección 2.4 se aplica el método seleccionado a un DS de prueba y, finalmente, en la Sección 2.5 se presentan los resultados y conclusiones.

2.2 MÉTODOS PARA LA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD EN RDS

Los métodos para la evaluación de la confiabilidad podrían dividirse en dos categorías: métodos analíticos y métodos basados en MCS. Después de estudiar sus características, se elaboró la Tabla 2.1 en donde se muestran las ventajas, desventajas y aplicaciones de las dos categorías.

Tabla 2.1. Métodos para la evaluación de la confiabilidad.

Métodos	Ventajas	Desventajas	Aplicación
Analíticos	* Se utilizan para evaluar los valores esperados de los índices, estos son extremadamente útiles y se han utilizado durante años para ayudar a los planificadores a tomar decisiones de planificación y operación.	* No proporcionan las distribuciones de probabilidad de los índices, estas son importantes porque proporcionan información sobre los eventos que ocurren muy rara vez, pero pueden tener efectos muy graves en el sistema. Estos eventos, que pueden ocurrir fácilmente en la vida real, pueden ser despreciados si no se proporciona las distribuciones de probabilidad [2], [23]–[26], [158].	* Si no se consideran las condiciones de funcionamiento complejas y/o las probabilidades de falla de los componentes son muy pequeñas (es decir, el sistema es muy confiable), los métodos analíticos son más eficientes.
MCS	* Proporcionan las distribuciones de probabilidad de los índices. * En teoría, la MCS pueden tener en cuenta prácticamente todos los aspectos y contingencias inherentes a la planificación, el diseño y la operación de un RDS. Estos incluyen eventos aleatorios como variaciones de carga y la generación, interrupciones y reparaciones de elementos representados por distribuciones de probabilidad.	* Tiempo de Computo * Proporcionan es una estimación de los valores esperados de los índices.	* Cuando se involucran las condiciones de operación complejas y/o el número de eventos severos es relativamente grande, los métodos de Monte Carlo son a menudo preferibles.

2.2.1 Métodos Analíticos

Los métodos analíticos representan el sistema mediante modelos matemáticos basados en la teoría de probabilidad. La mayoría de estas técnicas son métodos formalizados para transformar el funcionamiento lógico del sistema, o la topología del sistema, en una estructura que consta únicamente de componentes, trayectos o ramas en serie y en paralelo. Existen dos tipos de métodos analíticos: los modelos combinatorios y los de espacio de estado. A modo de resumen, se construyó la Tabla 2.2 la cual muestra los métodos analíticos básicos más utilizados para la evaluación de confiabilidad en RDS, así como sus ventajas y desventajas. Estos métodos, similares conceptualmente, utilizan expresiones matemáticas para determinar los índices de confiabilidad. La principal diferencia entre los diferentes métodos es la presentación formal o lógica del método y no el concepto subyacente esencial.

Tabla 2.2. Métodos Analíticos Ventajas-Desventajas-Tendencias

Tipos	Método	Ventajas	Desventajas	Tendencias
Combinatorios	Árbol de Falla	* Combina un modelo gráfico, el análisis cualitativo del árbol de fallas y el análisis cuantitativo del árbol de fallas, que incluye los datos probabilísticos de fallas y los datos asociados [159].	* No es un modelo de todas las fallas del DS. Es un modelo de solo esas fallas o de esos modos de falla, críticos [159]. * Es una herramienta estática [159].	Árbol de falla dinámico [24].
	Análisis de Modo y Efecto de la Falla (FMEA en inglés)	* Se trata de un enfoque inductivo que detalla sistemáticamente, de forma componente por componente, todos los posibles modos de falla e identifica sus efectos resultantes en el RDS [24].	* En RDS con configuraciones complicadas y una amplia variedad de componentes y modos de funcionamiento de los componentes, la lista de eventos de fallas básicos puede llegar a ser bastante larga y puede incluir miles de eventos de falla básicos. Esto requiere un análisis considerable cuando se utiliza la técnica FMEA. Por lo tanto, es difícil utilizar directamente FMEA para evaluar un complejo RDS (real) radial [24].	* Técnicas sistemáticas híbridas FMEA, Modelos de redes, conjunto de cortes mínimos, conjunto de vínculos o matrices de conexión [4], [24], [64], [83], [105], [119], [123]. * Técnicas sistemáticas Híbridas modelos de redes, conjunto de cortes mínimos, conjunto de vínculos [26], [27], [69].
	Modelo de Redes	* Traduce una red física (RDS) en una red de confiabilidad basada en conexiones de componentes en serie y en paralelo. Este método es simple y sencillo de implementar, y es una buena manera de familiarizarse y comprender la confiabilidad del RDS [160].	* Son útiles si el RDS que se investiga consta de un nodo de alimentación única y un nodo de punto de carga único. Los nodos de alimentación y punto de carga múltiples no pueden resolverse fácilmente mediante metodologías de reducción de red [161].	
	Conjunto de Cortes Mínimo	* Los conjuntos de corte están directamente relacionados con los modos de falla del RDS y, por lo tanto, identifican las formas distintas y discretas en que un RDS puede fallar [27].	Para el análisis se supone que los conjuntos y las matrices se pueden identificar a partir de una inspección visual del RDS. En RDS simples, la identificación visual normalmente se puede lograr con poca dificultad. El problema de la identificación se vuelve más difícil para los RDS más grandes y más complejos [27].	
	Conjunto de Vínculos	* Son el complemento del conjunto de cortes mínimos, Son importantes cuando se evalúan RDS que involucran operaciones secuenciales de lógica y/o conmutación [27].		
	Matriz de conexión	* Construye una matriz de conexión a partir de la red del RDS [27].		
Espacio/ Estado	Markov	* Proporciona una representación clara de todos los estados del RDS, así como la transición entre estos estados. * La falla de los componentes individuales del RDS se modela fácilmente usando este método [159].	* Su mayor desventaja es que para RDS grandes con muchos componentes (RDS reales), es difícil dibujar un diagrama. Esto se debe a que para un sistema de n componentes, cada uno con un estado operativo o fallido, el número de estados que existen es igual a 2^n [159]	* Métodos Aproximados de Cadenas de Márkov [98], [99], [112], [137]. * Métodos Aproximados de Semi-Márkov [23] * Métodos Aproximados de Márkov con Redes Bayesianas Dinámicas [107]. * Método de la Función Generadora Universal [23].

De las Tablas 2.1 y 2.2, se deduce que la desventaja crucial de los métodos analíticos es que, se vuelven inviables para los RDS reales complejos. Sin embargo, los métodos analíticos juegan un papel importante en la evaluación de confiabilidad del RDS. La tendencia (ver Tabla 2.2) es usar métodos avanzados (aproximados), los cuales pueden ser híbridos entre diferentes métodos; estos métodos avanzados buscan resaltar las ventajas y atenuar las desventajas de los métodos básicos. En la siguiente sección se presenta como ejemplo uno de los enfoques más desarrollados en la actualidad.

2.2.2. Método Analítico Aproximado de Análisis de Modo y Efecto de la Falla (FMEA)/ Conjunto de Cortes Mínimo

El FMEA se trata de un enfoque inductivo que detalla sistemáticamente, componente por componente, todos los posibles modos de falla. A menudo es posible identificar los modos de falla de los RDS a partir de una inspección visual. Cuando no es posible, los conjuntos de cortes mínimos se usan para identificar los modos de falla, dado que estos están directamente relacionados con los conjuntos de cortes mínimos [24], [26].

Cada corte superpuesto es efectivamente un conjunto de elementos paralelos y su efecto puede evaluarse usando las ecuaciones para componentes paralelos (utilizando el método modelado de redes). Además, dado que cada uno de estos cortes superpuestos causará fallas del RDS, todas las interrupciones superpuestas son efectivamente en serie desde el punto de vista de la confiabilidad. Por lo tanto, los índices del sistema pueden evaluarse aplicando las ecuaciones para los componentes en serie (utilizando el método modelado de redes) para combinar todas las interrupciones superpuestas [24], [26]. Un ejemplo del método expuesto anteriormente puede encontrarse en [24]. Es importante resaltar que dicho método se ha utilizado para evaluar una amplia gama de DS radiales. Sin embargo, este ha ido evolucionando, para tratar DS modernos aún más complejos como los RDS con MGs.

2.2.3. Simulación de Monte Carlo (MCS).

El método de Monte Carlo es la designación general para la simulación estocástica utilizando números aleatorios. En la evaluación de confiabilidad, por medio del método

MCS se estiman los índices simulando el proceso real y el comportamiento aleatorio del sistema. Por lo tanto, el método trata el problema como una serie de experimentos [2]. En teoría, la MCS pueden tener en cuenta prácticamente todos los aspectos y contingencias inherentes a la planificación, el diseño y la operación de un RDS, los cuales incluyen eventos aleatorios como variaciones de carga y la generación, interrupciones y reparaciones de elementos representados por distribuciones de probabilidad, etc. Existen principalmente dos tipos de MCS estándar, la simulación secuencial de Monte Carlo (SMCS) y la simulación no secuencial de Monte Carlo (NSMCS) [23]–[26], [57]. En la Tabla 2.3 se muestra un resumen que se elaboró para comparar los dos tipos de simulación sus ventajas, desventajas y algunas aplicaciones en RDS con MGs.

2.2.4. Simulación Secuencial de Monte Carlo (SMCS)

El método SMCS se basa en muestrear la duración del estado para el componente de cada sistema a partir de su distribución de probabilidad correspondiente. En este método, los procesos de transición de estado cronológico de cada componente del sistema se simulan primero mediante muestreo. El siguiente paso es combinar estos resultados para crear el proceso de transición de estado cronológico para el sistema completo. Esto se logra utilizando las distribuciones de probabilidad de la duración del estado para cada componente. En una representación de componente de dos estados, estas son las funciones de distribución de la duración del estado de operación y reparación y generalmente se asume que son exponenciales. Otras distribuciones, sin embargo, pueden ser utilizadas fácilmente [25], [61].

Tabla 2.3. Tipos de MCS: Ventajas, Desventajas y Aplicaciones

Técnica	Ventajas	Desventajas	Aplicaciones
SMCS	<ul style="list-style-type: none"> * Fuerte adaptabilidad, estructura simple del programa y dimensiones del RDS de estudio irrelevantes. Simula el comportamiento cronológico real del RDS. * Se puede utilizar fácilmente para calcular el índice de frecuencia real del RDS. * Cualquier distribución de la duración del estado se puede considerar fácilmente. * Las distribuciones de probabilidad de los índices de confiabilidad pueden calcularse además de los valores medios [25]. 	<ul style="list-style-type: none"> * En comparación con la NSMCS, este método requiere más tiempo de cálculo y almacenamiento, porque es necesario generar una variable aleatoria, después de una distribución dada, para cada componente y almacenar información sobre los procesos de transición de estado cronológicos, de todos los componentes en un período de tiempo largo [25]. * Este enfoque requiere parámetros asociados con todas las distribuciones de duración del estado de los componentes. Incluso bajo un supuesto exponencial simple, éstas son todas las tasas de transición entre los estados de cada componente. En algunos casos, especialmente para una representación de componentes multi-estado, puede ser muy difícil proporcionar todos estos datos en una aplicación de un RDS real [25]. 	En las siguientes referencias se muestran ejemplos de aplicaciones recientes [38], [77], [78]
NSMCS	<ul style="list-style-type: none"> * El muestreo es relativamente simple. Solo es necesario generar números aleatorios uniformemente distribuidos entre [0,1]. No es necesario muestrear una función de distribución [25]. * Los datos básicos de confiabilidad requeridos son relativamente pocos. Solo se requieren las probabilidades de estado componente [25]. * La idea de muestreo de estado no solo se aplica a eventos de fallo de componentes, sino que también puede generalizarse fácilmente a estados de muestra de otros parámetros en la evaluación de la confiabilidad del sistema de potencia, tales como estados de carga, hidrológicos y meteorológicos, etc. 	<ul style="list-style-type: none"> * Su principal desventaja y por lo que es menos utilizada que la SMCS, es que no simula el comportamiento cronológico del sistema y no puede ser utilizado por sí mismo para calcular el índice de frecuencia real [25]. 	En las siguientes referencias se muestran ejemplos de aplicaciones recientes [61], [62], [101]

El método SMCS se puede resumir en los siguientes pasos:

Paso 1: Se especifica el estado inicial de cada componente. En general, se supone que todos los componentes están inicialmente en el estado de éxito o en funcionamiento.

Paso 2: La duración de cada componente que reside en su estado actual se muestrea a partir de su distribución de probabilidad. Por ejemplo, una variable aleatoria distribuida exponencialmente tiene la función de densidad de probabilidad,

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (2.1)$$

donde, λ es la tasa de falla del componente. Su función de distribución de probabilidad acumulada es

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (2.2)$$

En este punto es necesario generar las variables aleatorias. Los procesos para generar variables aleatorias distribuidas de formas no uniforme se pueden categorizar básicamente en tres técnicas: el método de transformación inversa, el método de composición y el método de transformación rechazo [25]. Usando el método de transformación inversa en la ecuación (2.2), la variable aleatoria del tiempo para la falla (TTF) está dada por

$$TTF = -\frac{1}{\lambda} \ln(1 - U) \quad (2.3)$$

donde U es un número aleatorio uniformemente en el rango $[0,1]$ obtenido de un generador de números Pseudo-aleatorio. Actualmente existen muchos métodos generadores de números Pseudo-aleatorios; algunos métodos básicos se describen en [25]. Dado que $1 - U$ se distribuye uniformemente de la misma manera que U en el intervalo $[0,1]$, la ecuación (2.3) se reduce a

$$TTF = -\frac{1}{\lambda} \ln(U) \quad (2.4)$$

Esta ecuación se usa si el estado actual es el estado activo. Si el estado actual es el estado inactivo, se reemplaza λ por μ , definida como la tasa de reparación del componente, y la TTF se reemplaza por el tiempo para reparar (TTR). Así,

$$TTR = -\frac{1}{\mu} \ln(U) \quad (2.5)$$

Paso 3: Repetir el Paso 2 en el período de tiempo dado (generalmente un año) y se registran los valores de muestreo de cada duración de estado para todos los componentes. El proceso de transición de estado del sistema cronológico se puede obtener combinando los procesos de transición de estado del componente cronológico de todos los componentes.

Paso 4: Realizar un análisis del sistema para todos los diferentes estados del sistema con el fin de obtener los índices de confiabilidad necesarios.

2.2.5 Características de la MCS en la Evaluación de la Confiabilidad

Un parámetro fundamental en la evaluación de la confiabilidad es el valor esperado de un índice de confiabilidad dado. Por lo tanto, las características más destacadas del método de MCS para la evaluación de la confiabilidad pueden ser discutidas desde el punto de vista del valor esperado [25].

Sea Q la falta de disponibilidad (probabilidad de falla) de un sistema y X_i una variable indicadora definida como $X_i = 0$ si el sistema está en estado funcionando y $X_i = 1$ si el sistema está en el estado de falla. La indisponibilidad promedio del sistema puede estimarse como

$$\bar{Q} = \frac{\sum_{i=1}^N x_i}{N} \quad (2.6)$$

donde N es el número de muestras de estado del sistema.

La varianza de X es

$$V(X) = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{Q})^2}{N-1} \quad (2.7)$$

Es importante señalar que la ecuación (2.6) solo da una estimación de la indisponibilidad del sistema. La incertidumbre alrededor de dicha estimación puede calcularse como

$$V(\bar{Q}) = \frac{V(X)}{N} \quad (2.8)$$

Finalmente, el nivel de exactitud de la simulación de Monte Carlo puede expresarse mediante el coeficiente de variación, definido como

$$\beta = \frac{\sqrt{V(\bar{Q})}}{\bar{Q}} \quad (2.9)$$

El coeficiente de variación β en la ecuación (2.9) a menudo se usa como criterio de convergencia en los estudios de MCS. En la evaluación de confiabilidad del sistema eléctrico, diferentes índices de confiabilidad tienen diferentes velocidades de convergencia. En particular, se ha encontrado que el coeficiente de variación del índice del sistema de generación EENS tiene la tasa de convergencia más baja. Por lo tanto, este coeficiente de

variación se utiliza como criterio de convergencia para garantizar una precisión razonable en un estudio de múltiples índices [25].

A partir de la ecuación (2.9), es posible observar que para un nivel deseado de precisión β el número requerido de muestras N depende de la indisponibilidad del sistema y es independiente del tamaño del sistema. Por esta razón, los métodos MCS son adecuados para manejar sistemas grandes con características complejas. También debe notarse que el esfuerzo computacional se ve afectado por el valor que se estima, es decir, cuanto más confiable es el sistema, más difícil es estimar el valor [25].

2.3. SELECCIÓN DEL MÉTODO SMCS

Al seleccionar el método a utilizar para evaluar la confiabilidad, es importante destacar que es absolutamente necesario tener una comprensión completa del RDS cuando se introducen MGs, puesto que la teoría de probabilidad es simplemente una herramienta que permitirá transformar el conocimiento del RDS en una predicción de su probable comportamiento futuro. Solo después de haber logrado dicho entendimiento (ver Capítulo 1) y teniendo en cuenta la información de las Tablas 2.1, 2.2 y 2.3, se dedujo que para sistemas a gran escala y cuando se involucran condiciones de operación complejas como los RDS con MGs, el método de SMCS es a menudo preferible sobre los métodos analíticos debido a su fuerte adaptabilidad, estructura simple de programación y dimensiones del sistema de estudio irrelevantes.

A continuación, se presentan las características más importantes de los RDS con MGs que llevaron a tomar dicha decisión:

1. Los RDS reales con MGs son sistemas a gran escala que involucran condiciones de operación complejas.
2. En la evaluación de confiabilidad de los RDS cuando se introducen MGs, se requiere modelar el comportamiento variable de la carga con respecto al tiempo.
3. La naturaleza de la producción de energía PV y energía WTG en las MGs es aleatoria e intermitente.

4. La representación de los ESS en los estudios de confiabilidad requiere un modelo particular, esto debido a que, por sus características operativas, su comportamiento no es Markoviano.

Además, dicha selección está apoyada por la revisión bibliográfica realizada en el Capítulo 1, donde se encontró que, de 85 documentos analizados, 41 (48,2%) de ellos utilizaron alguno de los métodos analíticos y 44 (51,8%) utilizaron el método de MCS. Entre los estudios de investigación que utilizaron MCS, 40 (90,9%) utilizaron SMCS y 4 (9,1%) utilizaron NSMCS. En consecuencia, con un 47,1% la SMCS es la técnica más utilizado actualmente para la evaluación de confiabilidad de DS con MGs.

2.4. APLICACIÓN DE LA SMCS

Como se mencionó en el Capítulo 1, los índices básicos requeridos para evaluar la confiabilidad de las redes de distribución son la tasa de falla promedio λ_i , el promedio del tiempo de interrupción r_i y el promedio del tiempo de interrupción anual U_i , calculados a partir de las ecuaciones (1.1), (1.2) y (1.3), respectivamente. Estos índices pueden extenderse, posteriormente, para evaluar los índices generales del desempeño del DS.

El principio para calcular este conjunto de índices utilizando un enfoque de SMCS se describe en la sección 2.2.4. Este principio se centra en muestrear aleatoriamente tiempos de actividad y tiempos de inactividad de cada componente para producir una secuencia simulada de tiempo de actividad y tiempo de inactividad de los componentes. Luego se simulan secuencias suficientes para producir una imagen representativa del comportamiento general del sistema. Este principio puede extenderse fácilmente para abarcar los DS. En la Figura 2.1 se muestra un diagrama de flujo de un algoritmo desarrollado para la evaluación de confiabilidad de los DS por el método de SMCS.

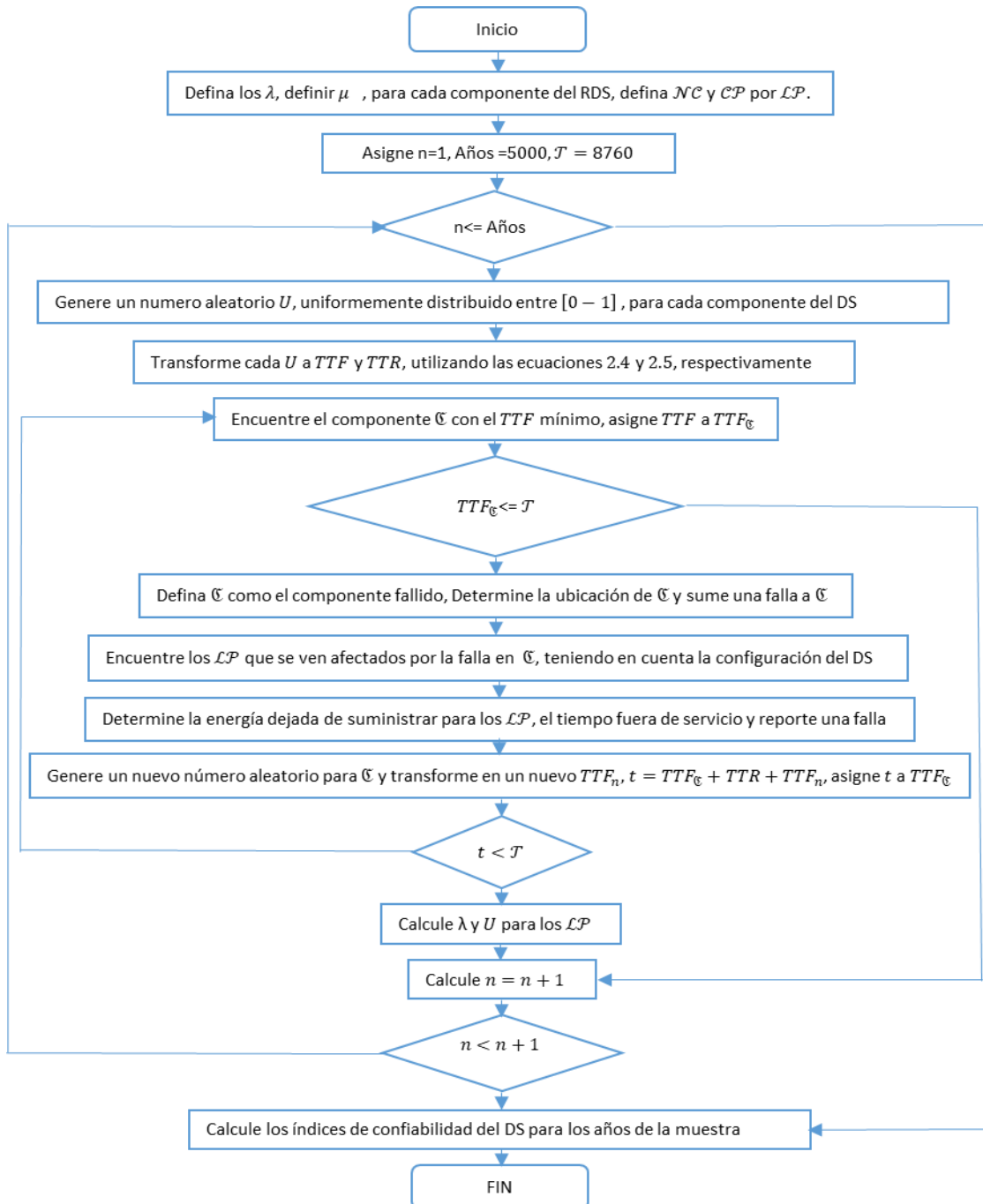


Fig.2.1. Diagrama de flujo para la evaluación de confiabilidad de los DS con SMCS. NC :Número de Clientes, LP :Puntos de Carga, CLP :Carga en los LP .

Por otro lado, históricamente se han utilizados dos sistemas de prueba para evaluar la confiabilidad en los sistemas de distribución. Esta afirmación se constató en la revisión bibliográfica realizada en el Capítulo 1, en la cual de 95 artículos clasificados con respecto al sistema empleado el 49,5 % tuvieron en cuenta alguno de estos dos sistemas de prueba;

dichos sistemas de prueba se emplean para determinar el impacto en la confiabilidad de los sistemas de distribución cuando se introducen nuevas tecnologías. Igualmente, son usados para determinar la pertinencia de nuevos algoritmos de modelado, para este propósito se evalúa la confiabilidad del sistema de prueba con el algoritmo planteado y los resultados se comparan con los resultados obtenidos por un método analítico [24], [78], [91]. Por lo tanto, en este trabajo se siguió este mismo procedimiento. Para esto el algoritmo dado en la Figura 2.1 se codificó en MATLAB utilizando los datos del sistema de prueba RBTS BUS 2 (ver Figura 2.2) dados en [162]. Luego se simuló el sistema calculando los índices SAIFI y ENS discutidos en el Capítulo 1. Los resultados de la SMCS se compararon con los resultados obtenidos por R. Allan et al. [162], quienes analizaron dicho sistema por el método analítico. Como se puede observar en la Tabla 2.4, el porcentaje de error obtenido para los índices SAIFI y ENS es de 0,48% y 1,047% respectivamente, para el alimentador F1. Por lo tanto, puede concluirse que la aproximación vía SMCS es satisfactoria.

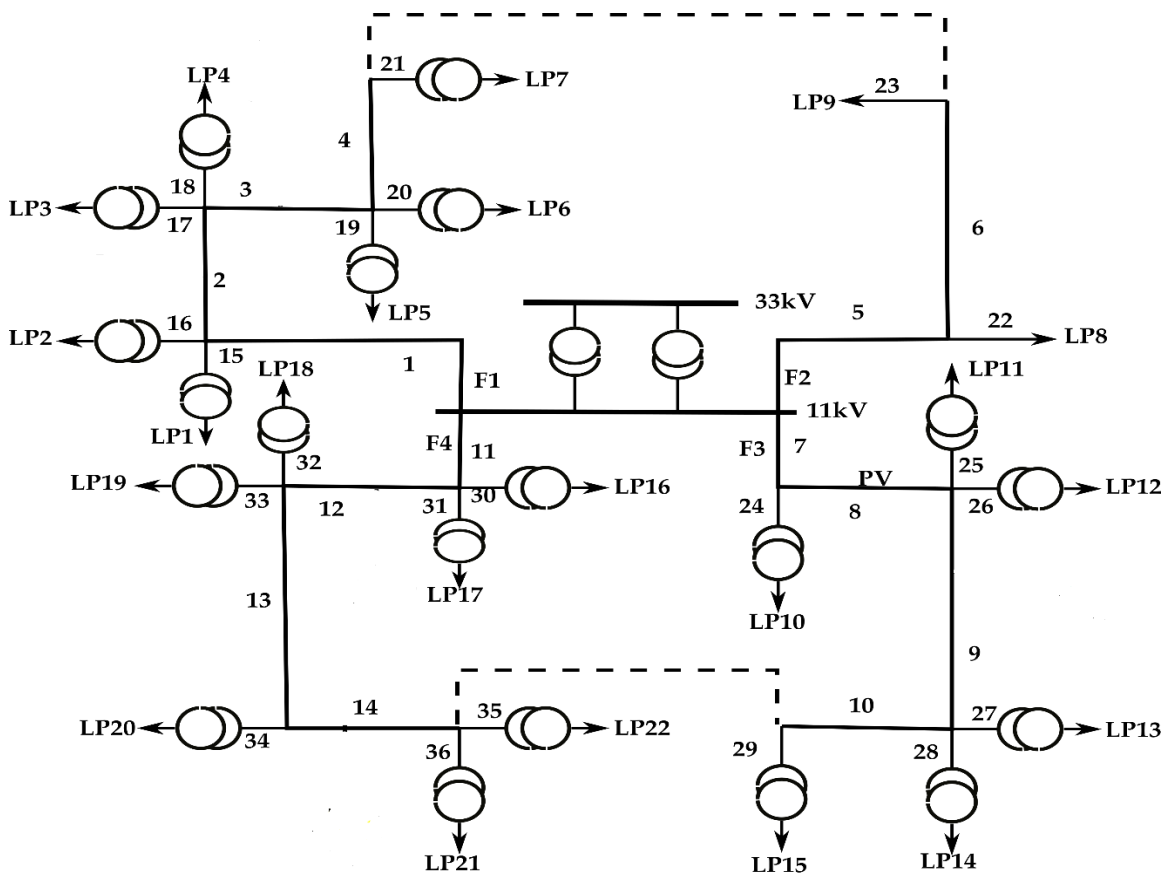


Fig.2.2. Sistema de distribución RBTS BUS 2

Tabla 2.4. Comparación de la SMCS propuesta con la técnica analítica.

Alimentador	SAIFI			ENS (MW)		
	SMCS	Analítico	% de error	SMCS	Analítico	% de error
F1	0.2468	0.248	-0.48	13.034	13.172	-1.047
F2	0.1384	0.14	-1.14	1.11	1.122	-1.081
F3	0.2464	0.25	-1.44	11.079	11.203	-1.119
F4	0.2481	0.247	0.44	12.195	12.248	-0.434

2.5. CONCLUSIONES

En este capítulo se estudiaron diferentes métodos de evaluación de confiabilidad en el RDS con MG y se extrajeron sus ventajas, desventajas, aplicaciones y tendencias. Se dedujo que para sistemas a gran escala y cuando se involucran condiciones de operación complejas como los RDS con MGs, el método de SMCS es a menudo preferible sobre los métodos analíticos debido a su fuerte adaptabilidad, estructura simple de programación y dimensiones del sistema de estudio irrelevantes.

En la evaluación de confiabilidad de los RDS cuando se introducen MGs, se requiere modelar el comportamiento variable de la carga con respecto al tiempo. Además, dado que la producción de energía PV y energía WTG en las MGs es aleatoria e intermitente, no es fácil evaluar la capacidad de suministro de energía de estas DG mediante un método analítico. Para evitar las complejidades de este tipo de métodos, es mucho más adecuado utilizar SMCS para la evaluación de confiabilidad en RDS cuando se introducen MGs. Además, el método SMCS puede simular la salida aleatoria de las DG en una secuencia de tiempo, logrando establecer un modelo de probabilidad que refleje de manera acorde la realidad del sistema.

La representación de los ESS en los estudios de confiabilidad, requiere un modelo particular, esto debido a que, por sus características operativas su comportamiento no es Markoviano. Por lo tanto, para modelar dicho sistema se necesitan ecuaciones y expresiones matemáticas que son complejas de resolver mediante un método analítico. Dicho problema se puede resolver fácilmente utilizando la SMCS.

De las Tablas 2.1 y 2.2 se concluye que la desventaja crucial de los métodos analíticos es que estos se vuelven inviables para DS (reales) complejos. Sin embargo, los métodos analíticos juegan un papel importante en la evaluación de confiabilidad de los DS. En

particular, la tendencia (ver Tabla 2.2) es usar métodos avanzados (aproximados), las cuales pueden ser híbridos entre diferentes métodos. Estos métodos avanzados buscan resaltar las ventajas y atenuar las desventajas de los métodos básicos. Dentro de los métodos avanzados se encuentran el método analítico aproximado (FMEA) con conjunto de cortes mínimos, el árbol de falla dinámico, los métodos aproximados de cadenas de Markov y el método de la función generadora universal.

Finalmente, se desarrolló un algoritmo en MATLAB para la evaluación de confiabilidad de los DS utilizando SMCS. A partir de los datos del sistema de prueba RBTS BUS 2, se simuló dicho sistema y se calcularon los índices SAIFI y ENS. Los resultados obtenidos se compararon con los proporcionados en [162], quienes analizaron el sistema por un método analítico. Los resultados de la Tabla 2.4. Muestran que el algoritmo propuesto proporciona resultados satisfactorios.

Capítulo 3

3. MODELAMIENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN RURAL CON MICROGRIDS, CON REPRESENTACIÓN EN PARÁMETROS DE CONFIABILIDAD

3.1. INTRODUCCIÓN

En el futuro se espera la integración de MGs a los RDS, permitiendo que las DG estén cerca de las cargas, reduciendo de esta manera la transmisión de energía y por ende los costos. Por otra parte, las MGs tendrán la capacidad de aislarse del RDS cuando se presenten perturbaciones y operar en modo isla, con poca o ninguna interrupción del servicio, incrementando la calidad de la energía y la confiabilidad en la carga. Conjuntamente, las MGs incluirán almacenamiento de energía, aumentando la eficiencia de los sistemas DG renovables y reduciendo la huella de carbono en el sistema eléctrico. Sin embargo, para cumplir con las exigentes condiciones operativas de las MGs es esencial una gran variedad de sistemas. Estos sistemas son, en primer lugar, una combinación de DER, que pueden ser unidades DG convencionales y renovables, una carga activa o un ESS. En segundo lugar, una red física para conectarlos a todos. Por lo tanto, para analizar los RDS cuando se introducen MGs es necesario tener en cuenta el impacto de estos sistemas.

En este capítulo se modela el RDS cuando se introducen MGs y se analizan los resultados visto desde los parámetros para el análisis de confiabilidad. Para ello, en la sección 3.2, se selecciona el RDS real dentro de un colectivo de posibilidades, y se utiliza como caso de estudio. Seguidamente, se describe el RDS seleccionado (ver Figura 3.1) en la sección 3.3. Posteriormente, en la sección 3.4, se modela dicho sistema y en la sección 3.5 se modela la carga. Con estos dos modelos, en la sección 3.6 se obtienen los índices de confiabilidad actuales del RDS y se analizan los resultados. El siguiente paso es introducir las MGs al modelo del RDS. En este punto es necesario modelar el sistema de generación convencional

(sección 3.7), los sistemas de generación renovable (sección 3.8) y el sistema de almacenamiento (sección 3.9). A continuación, en la sección 3.10, se integran los modelos desarrollados anteriormente, logrando con esto el modelo de evaluación de confiabilidad del RDS con MGs. Finalmente, en la sección 3.11, se presentan los resultados y conclusiones.

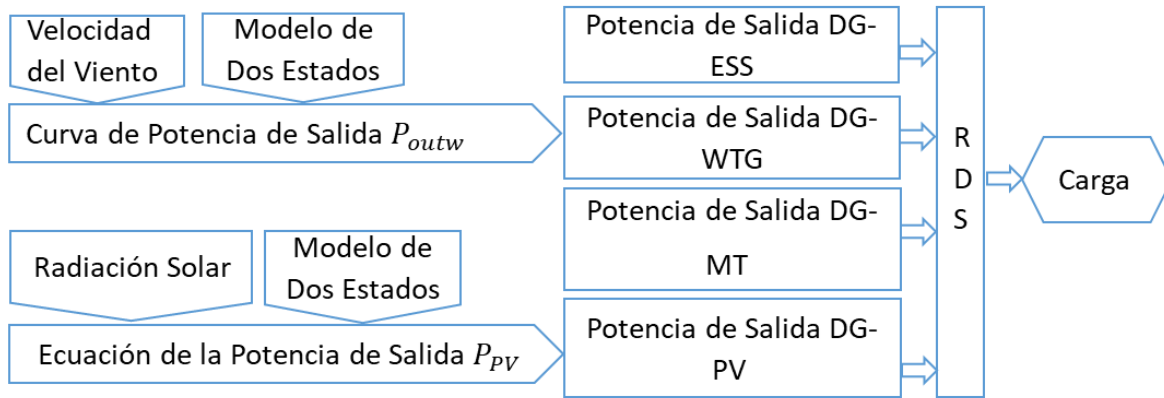


Fig.3.1. Modelo de evaluación de confiabilidad del RDS real, con MGs.

3.2. SELECCIÓN DEL RDS

Frente a la necesidad de evaluar el efecto en la confiabilidad al interconectar MGs en los RDS teniendo en cuenta RDS reales, este trabajo utiliza un RDS colombiano. Las siguientes secciones hacen énfasis en el marco regulatorio y el diagnóstico de la confiabilidad del DS colombiano.

3.2.1. Marco Regulatorio Colombiano

En Colombia se distinguen dos tipos de indicadores: los de calidad de la potencia suministrada y los de calidad del servicio prestado. Los primeros hacen referencia a aspectos relacionados con la calidad del producto (regulación de voltaje, forma de onda y factor de potencia), mientras que la calidad del servicio se relaciona con la continuidad en la prestación del servicio (dentro de estos se analiza la confiabilidad) [163].

Los estándares de calidad del servicio prestado fueron definidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) mediante la Resolución CREG 099 de 1997, la cual es una metodología para la remuneración de la distribución de la energía eléctrica, considerando la alineación de las señales de costos de administración, operación y mantenimiento (AOM), con pérdidas reconocidas y la calidad requerida. Esta resolución fue

reemplazada posteriormente por las resoluciones CREG 082 de 2002 y 097 de 2008 [164], que debilitaron las señales regulatorias para el cumplimiento de los objetivos de calidad. Como consecuencia, en los últimos años se han evidenciado bajos niveles de inversión, lo que conlleva a un deterioro en la confiabilidad del servicio como se muestra en la Figura 3.2.

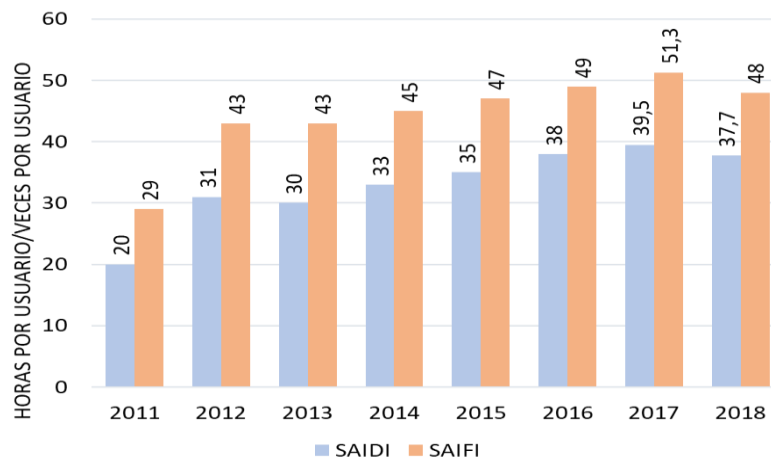


Fig.3.2. Evolución de la confiabilidad del DS colombiano entre los años 2011 y el 2018.

Una vez diagnosticadas las causas del deterioro en la calidad la CREG emitió la resolución CREG 015 de 2018 [165]. Los cambios planteados en dicha regulación buscan obtener un alto estándar de la calidad en la prestación del servicio, exigiendo a los operadores de red (OR) ahondar los esfuerzos en el diseño de estrategias que impacten de manera contundente en la mejora del desempeño de sus DS tomando como referencia los índices de confiabilidad internacionales SAIFI y SAIDI [166].

3.2.2. Grupos de Calidad

Los grupos de calidad son una clasificación definida por la CREG que permite clasificar circuitos, tramos o transformadores que prestan el servicio de energía eléctrica, de acuerdo a su localización geográfica. Según esta clasificación, los RDS pertenecen al grupo de calidad 4, del que hacen parte circuitos, tramos o transformadores ubicados en suelo que no corresponde al área urbana del respectivo municipio o distrito [167].

3.2.3. Diagnóstico de la Confiabilidad del DS colombiano

Del Diagnóstico de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica en Colombia 2018, realizado por la superintendencia de servicios públicos domiciliarios, se derivan 2 conclusiones [167]:

1. Los usuarios de la Región Caribe colombiana reciben el servicio de energía eléctrica con los peores indicadores de confiabilidad del país. La OR presente en esta región, atiende el 18% de los usuarios del país, que corresponde aproximadamente 2,3 millones usuarios.
2. Se obtuvieron resultados contundentes en cuando a la calidad del servicio por municipio del país. Se evidenció que existen municipios (por lo general estos son RDS) para los que la duración promedio de interrupciones por usuario se ubica en 800 horas y el promedio de interrupciones por usuario se ubica en 900 veces durante el año 2018. Estos valores son, tristemente, 20 veces mayores que los obtenidos para el país.

3.2.3.1. Indicadores SAIDI y SAIFI en el Grupo de Calidad 4

Teniendo en cuenta que los RDS hacen parte del grupo de calidad 4, se muestran solo los resultados del diagnóstico para este grupo de calidad. Las Figuras 3.3 y 3.4 muestran, respectivamente, los indicadores SAIDI y SAIFI para el año 2018 en el grupo de calidad 4. La OR que prestó el servicio de distribución en la Región Caribe presenta un SAIDI de 226,4 horas y un SAIFI de 106,9 veces. Estos valores, sumamente elevados, superan con creces los indicadores del país.

Con lo expuesto en las secciones 3.2.1 y 3.2.3, queda demostrada la pertinencia de analizar el impacto de introducir componentes de MGs en el RDS colombiano desde el punto de vista de la confiabilidad, siendo esta más imperativa en la Región Caribe colombiana. Cabe aclarar que la empresa OR en mención fue intervenida por el gobierno dados los problemas expuestos anteriormente, y dicho mercado desde el año 2020 está siendo servido por dos nuevas OR.

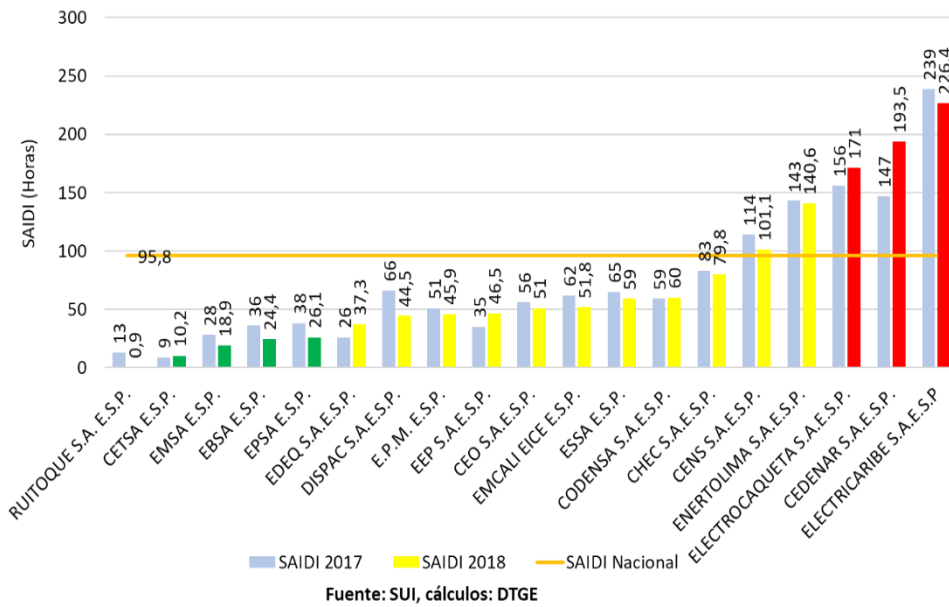


Fig.3.3. SAIDI por Operador vs. SAIDI Nacional, grupo calidad 4, año 2018.

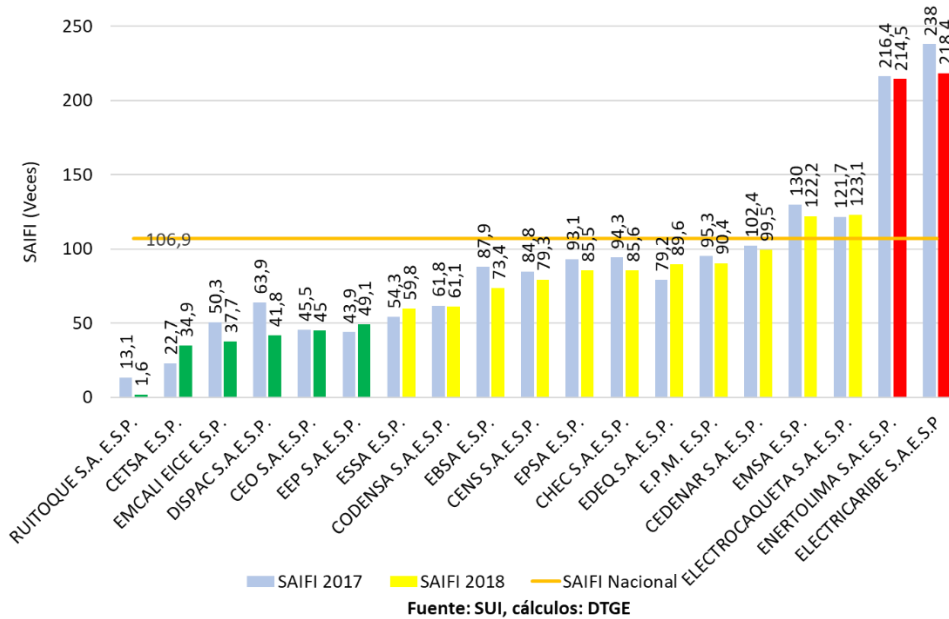


Fig.3.4. SAIFI por Operador vs SAIFI Nacional, grupo calidad 4, año 2018.

3.3. DESCRIPCIÓN DEL RDS COLOMBIANO

Como se mencionó en la sección anterior, se considerará RDS de la Región Caribe colombiana. En concreto, utilizamos datos del municipio de Morroa, ubicado en el Departamento de Sucre (latitud: 9,20°, longitud: -75,18°). Morroa es un municipio donde el 58,6% de sus 12784 habitantes vive en zonas rurales. La Figura 3.5 muestra el diagrama unifilar del RDS que será utilizado.

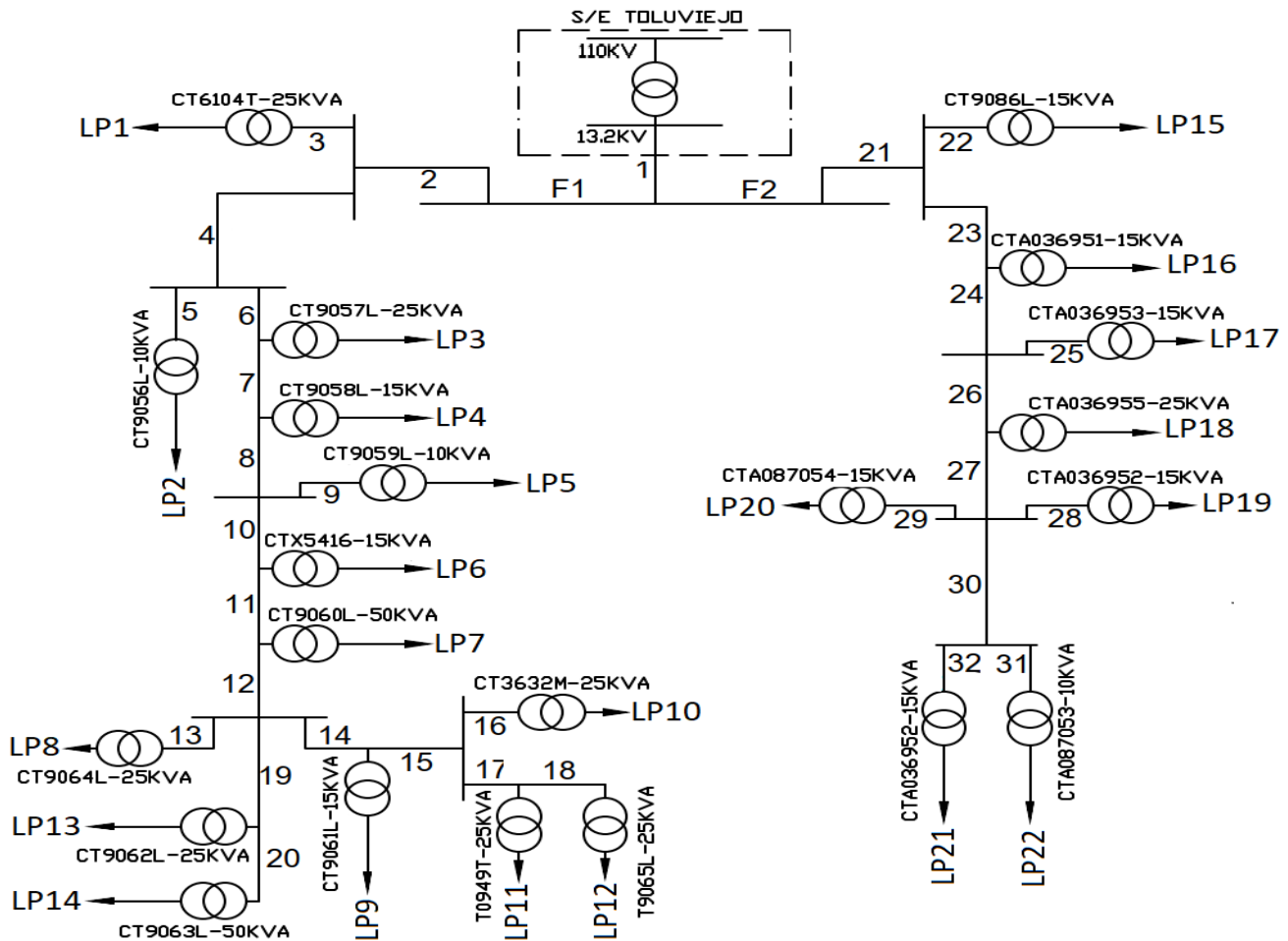


Fig.3.5. RDS colombiano utilizado.

3.3.1. Características del RDS colombiano

El diagrama unifilar mostrado en la Figura 3.5 se extrajo de información suministrada por la OR que prestaba el servicio en el año 2019. El sistema tomado para el estudio es un sistema radial con un punto de suministro, sin alimentación externa, que consta de dos alimentadores o ramales llamados para este trabajo F1 y F2. Adicionalmente, cada ramal

consta de un solo dispositivo de protección el cual desconecta el ramal cuando ocurre alguna falla en él. Esto quiere decir que, en caso de una falla en cualquiera de las líneas (principales o laterales) del ramal, falla todo el ramal. En cuanto a los transformadores, cada uno de ellos cuenta con dispositivos de protección que lo aíslan en caso de una falla. Además, todos los alimentadores principales y laterales son líneas aéreas, y todas las cargas son residenciales. En la Tabla 3.1 se muestran las longitudes en *Km*, de cada uno de los alimentadores.

Tabla 3.1. Longitudes en Km de los alimentadores.

Número de alimentador	Longitud, Km	Número de alimentador	Longitud, Km	Número de alimentador	Longitud, Km
1	12	3, 22	1.5	13, 20, 31, 32	0.7
21	9	15	1.3	9	0.6
2	7	29	1.1	11, 17, 25	0.5
4	5	5, 6, 7, 10, 28, 30	1	23	0.4
24, 27	3.7	14	0.9	8, 18	0.3
26	2	16	0.8	12, 19	0.2

3.3.2. Datos del Cliente y de la Carga

En la Tabla 3.2 se muestran el número de clientes y la demanda pico por punto de carga. Los datos del cliente fueron suministrados por la OR. Los datos de carga fueron estimados con las tablas de demanda máxima diversificada desarrolladas en [168],[169], a partir de la información entregada por la OR.

3.3.3. Datos de Confiabilidad del Sistema

Los datos de confiabilidad asumidos para los componentes del sistema se muestran en la Tabla 3.3. Dichos datos no fueron entregados por la OR, por lo que fueron estimados a partir del documento CREG- 069 [163], el cual presenta los datos de confiabilidad para el sistema de distribución colombiano teniendo en cuenta los grupos de calidad. Además, se tuvieron en cuenta los documentos [160] y [162].

Tabla 3.2. Datos del cliente

Puntos de carga LP-F1	Nivel de demanda pico por punto de carga, W	Número de Usuarios	Puntos de carga LP-F2	Nivel de demanda pico por punto de carga, W	Número de Usuarios
1	2576	1	15	11448	19
2	3520	3	16	2576	1
3	4488	5	17	2576	1
4	5464	7	18	2576	1
5	3048	2	19	2576	1
6	22512	41	20	2576	1
7	6448	9	21	2576	1
8	9440	15	22	2576	1
9	4488	5			
10	2576	1			
11	19520	35			
12	32080	60			
13	13024	22			
14	18992	34			
Total	148176	240		29480	26

Tabla 3.3. Datos de confiabilidad del sistema

Componente	λ_p (por Año)	TTR(horas)	
		Media	Desviación estándar
Transformador	0.04783	0.5	0.6
Líneas	6*	11.7	2.5

*las tasas de falla en las líneas son por Km de circuito

3.4. MODELO DEL RDS

En la Figura 3.6 se muestra un RDS radial que consiste en transformadores y líneas de transmisión (o alimentadores), además, de componentes de protección como interruptores, fusibles y desconectores. Los desconectores y líneas de transmisión como s1 y l2 se designan como una sección principal. Las secciones principales entregan energía a los diferentes puntos de suministro de energía. Un punto de carga individual se conecta normalmente a un punto de alimentación a través de un transformador, un fusible y una línea de transmisión lateral. Una combinación tal como f1, t1 y l3 se denomina sección lateral [24].

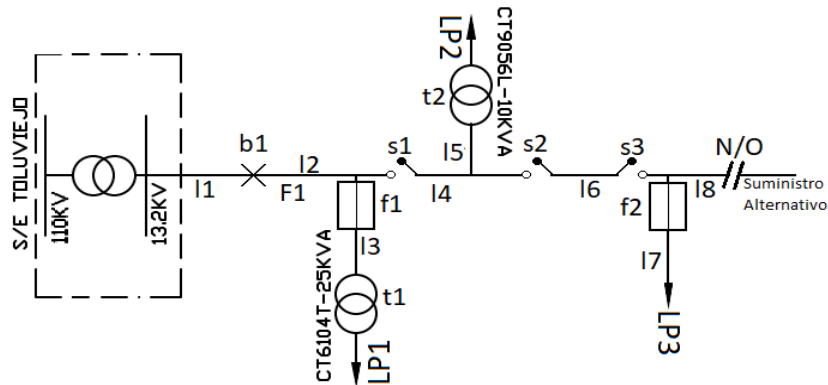


Fig.3.6. RDS radial. Modificado de [24].

Un RDS radial suele representarse por un alimentador general que consta de n secciones principales, n secciones laterales y un componente en serie como se muestra en la Figura 3.7. En este alimentador, S_i , M_i , L_i y LP_i representan, respectivamente, el componente en serie, la sección principal, la sección lateral y el punto de carga del i -ésimo componente ($i=1,2,\dots,n$). En esta configuración, M_i puede ser una línea, una línea con un interruptor de desconexión, o una línea con interruptores de desconexión en ambos extremos, y L_i puede ser una línea de transmisión, una línea con un fusible o una línea con un fusible y un transformador [24]. En este trabajo, M_i es una línea y L_i es una línea con un transformador.

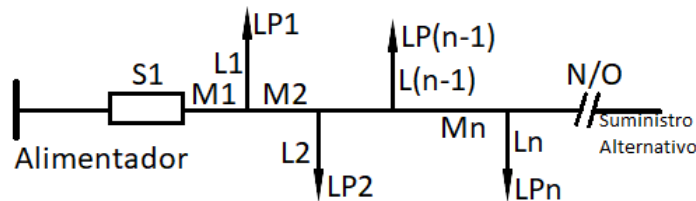


Fig.3.7. Alimentador general. Modificado de [24].

3.4.1. Fórmulas Básicas para un Alimentador General

Con base en los datos de los elementos ($\lambda_i, \lambda_k, \lambda_s, r_i, r_k, r_s, p_k$) y la configuración en serie del alimentador general, se calculan los tres índices básicos de carga: el índice de falla de punto de carga λ_j , duración r_j y tiempo medio de interrupción anual U_j para el punto de carga j de un alimentador general, utilizando las ecuaciones 1.1, 1.2 y 1.3. Finalmente se obtiene el siguiente conjunto de fórmulas generales [24]:

$$\lambda_j = \lambda_{sj} + \sum_{i=1}^n \lambda_{ij} + \sum_{k=1}^n p_{kj} \times \lambda_{kj} \quad (3.1)$$

$$U_j = \lambda_{sj} \times r_{sj} + \sum_{i=1}^n \lambda_{ij} \times r_{ij} + \sum_{k=1}^n p_{kj} \times \lambda_{kj} \times r_{kj} \quad (3.2)$$

$$r_j = \frac{U_j}{\lambda_j} \quad (3.3)$$

En las expresiones anteriores, p_{kj} es el parámetro de control de la sección lateral k que depende del modelo de funcionamiento del fusible. Por definición, $p_{kj} = 1$ cuando no hay ningún fusible es fiable, $p_{kj} = 0$ es 100% fiable y $0 < p_{kj} < 1$ para un fusible que tiene una probabilidad de falla p_{kj} . En este trabajo se toma $p_{kj} = 1$.

Los parámetros λ_{ij} , λ_{kj} y λ_{sj} son las tasas de falla de la sección principal i , la sección lateral k y el elemento en serie s , respectivamente, y r_{ij} , r_{kj} y r_{sj} son las duraciones de interrupción (tiempo de conmutación o tiempo de reparación) para los tres elementos respectivamente. Los datos r_{ij} , r_{kj} y r_{sj} tienen valores diferentes para diferentes puntos de carga cuando se utilizan diferentes modos de operación de suministro alternativo y se instalan interruptores de desconexión en diferentes ubicaciones en el alimentador. Esto se ilustra en los siguientes dos casos [24]:

Caso 1: No hay suministro alternativo

Este es el caso actual del RDS de la Figura 3.5. El parámetro r_s es el tiempo de reparación del elemento en serie s (alimentador 1), r_i es el tiempo de reparación de una falla de la sección principal i y r_k es el tiempo de reparación de una falla de la sección lateral k . Puesto que no existen elementos de protección en los alimentadores principal y laterales de los ramales F1 y F2, no se puede aislar ningún punto de carga.

Caso 2: Suministro alternativo con disponibilidad (MGs)

Este es el caso del RDS de la Figura 3.5 cuando se introducen las MGs. En este caso, r_i es el tiempo de reparación (r_1) para aquellos puntos de carga no aislados por desconexión de la falla de la sección principal i , el tiempo de conmutación (r_2) para aquellos puntos de carga suministrados por la alimentación principal y aislados del fallo de la sección principal i , o el tiempo de indisponibilidad del suministro alternativo (r_3), para aquellos puntos de carga

suministrados por una fuente de alimentación alternativa y aislados del fallo de la sección principal i . El parámetro r_k es el tiempo de reparación (r_1) para aquellos puntos de carga no aislados por desconexión de la falla de la sección lateral k , el tiempo de conmutación (r_2) para los puntos de carga suministrados por la alimentación principal y aislados de la falla de la sección lateral k o el tiempo de indisponibilidad del suministro alternativo (r_3), para aquellos puntos de carga suministrados por una fuente de alimentación alternativa y aislados del fallo de una sección lateral k . Finalmente, r_s es el tiempo de reparación (r_1) para aquellos puntos de carga no aislados del fallo del elemento en serie s o el tiempo de indisponibilidad del suministro alternativo (r_3), para aquellos puntos de carga suministrados por una fuente de alimentación alternativa y aislados del elemento en serie s .

Por otro lado, como se estableció en la sección 1.2, el DS radial es el más comúnmente utilizado. Sin embargo, existen numerosos DS construidos mediante circuitos de malla. Todos estos DS funcionan como sistemas radiales mediante sistemas de protección en el circuito de malla. Así mismo, el modelo planteado en este documento es utilizado generalmente en la literatura [22], [24], [26]. Por lo tanto, se puede afirmar que el modelo desde el punto de vista del análisis de la confiabilidad es representativo de cualquier DS radial e incluso se puede aplicar a determinados sistemas mallados.

3.5. MODELO DE LA CARGA

En un sistema eléctrico, las condiciones climáticas y los eventos estacionales afectan el valor de la carga. Por lo tanto, el comportamiento de carga del sistema de energía tiene un patrón repetitivo en condiciones normales. En consecuencia, se puede desarrollar un modelo de carga variable a lo largo del tiempo utilizando datos históricos [91]. Por lo tanto, en el método de modelado propuesto, se utilizan factores de ponderación mensuales y horarios para construir un modelo de carga a lo largo del tiempo. La carga estimada para cada punto de carga i en un momento dado para diferentes sectores (es decir, residencial, comercial e industrial), se puede calcular de la siguiente manera [113] [25],[91], [170]:

$$L_i(t) = w_h(h) \times w_m(m) \times P_{li}, \quad (3.4)$$

donde $L_i(t)$ es el valor de carga en la hora t , $w_h(h)$, $w_m(m)$ y P_{li} son el factor de peso por hora, el factor de peso mensual y el valor de carga pico para el punto de carga i , respectivamente.

Los datos de carga no fueron suministrados por la OR prestadora del servicio, por lo tanto, en este documento el factor de ponderación mensual se estimó a partir de la “Proyección Regional de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia de Abril del 2019”. Dicho documento fue elaborado por “La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) de Colombia”. Específicamente, para dicha estimación se tuvo en cuenta el Seguimiento a las Proyecciones de Demanda de Energía Eléctrica Regional (Región Costa-Caribe) [171].

El factor de ponderación horario se estimó a partir del documento titulado “Criterios de Diseño de la Red de Electrificación Rural”, elaborado por la empresa “Electrificadora de Santander (ESSA) perteneciente al grupo Empresas Públicas de Medellín (EPM)” [168]. Para ello se utilizó la Curva de Demanda Diaria -Sector Residencial-Estrato 1 y 2. La Figura 3.8 (a) y (b) muestra los factores de peso mensuales y por hora respectivamente, estimados para el caso del RDS colombiano. El algoritmo desarrollado para modelar la carga se presenta en la Figura 3.9.

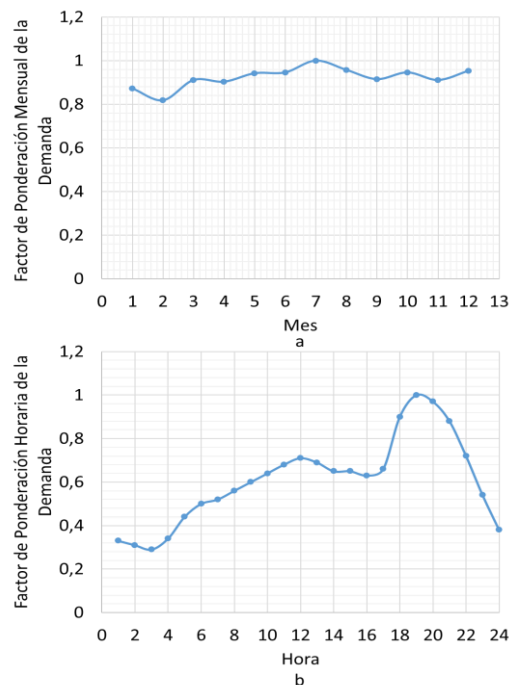


Fig.3.8. (a) Factor de Ponderación Mensual y (b) Factor de Ponderación Horaria de la Demanda.

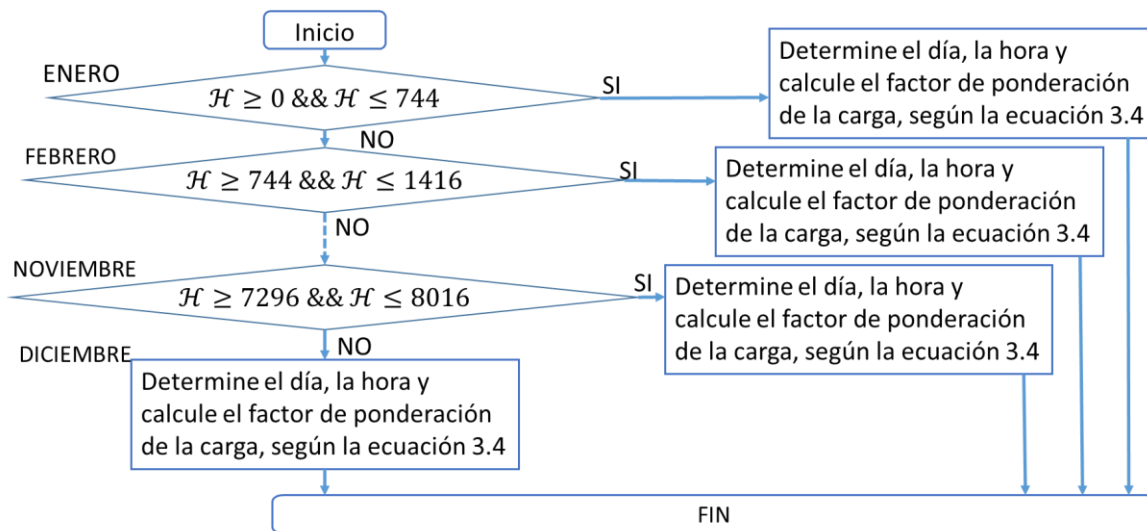


Fig.3.9. Diagrama de flujo del Algoritmo de Modelamiento del Factor de Ponderación de la Carga (FPC)

3.6. SMCS PARA LA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD DEL RDS

Como se mencionó en la sección 3.4.1, los índices básicos requeridos para evaluar la confiabilidad de los RDS son la tasa de falla promedio λ_i , el promedio del tiempo de interrupción r_i y el promedio del tiempo de interrupción anual U_i , los cuales se calculan con las ecuaciones (3.1), (3.2) y (3.3), respectivamente.

El principio para calcular este conjunto de índices utilizando un enfoque de SMCS se describió en el Capítulo 2. El siguiente paso fue modificar algoritmo dado en la sección 2.4 con el objetivo de evaluar la confiabilidad del RDS. Para esto se tuvo en cuenta el modelo del RDS dado la sección 3.4 y el modelo de la carga expuesto en la sección 3.5. En la Figura 3.10 se muestra el diagrama de flujo con las modificaciones planteadas.

El diagrama de flujo dado en la Figura 3.10 se codificó en MATLAB utilizando los datos del RDS dados en la sección 3.3. Posteriormente se simuló el sistema calculando los índices tratados en el Capítulo 1. Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 3.4.

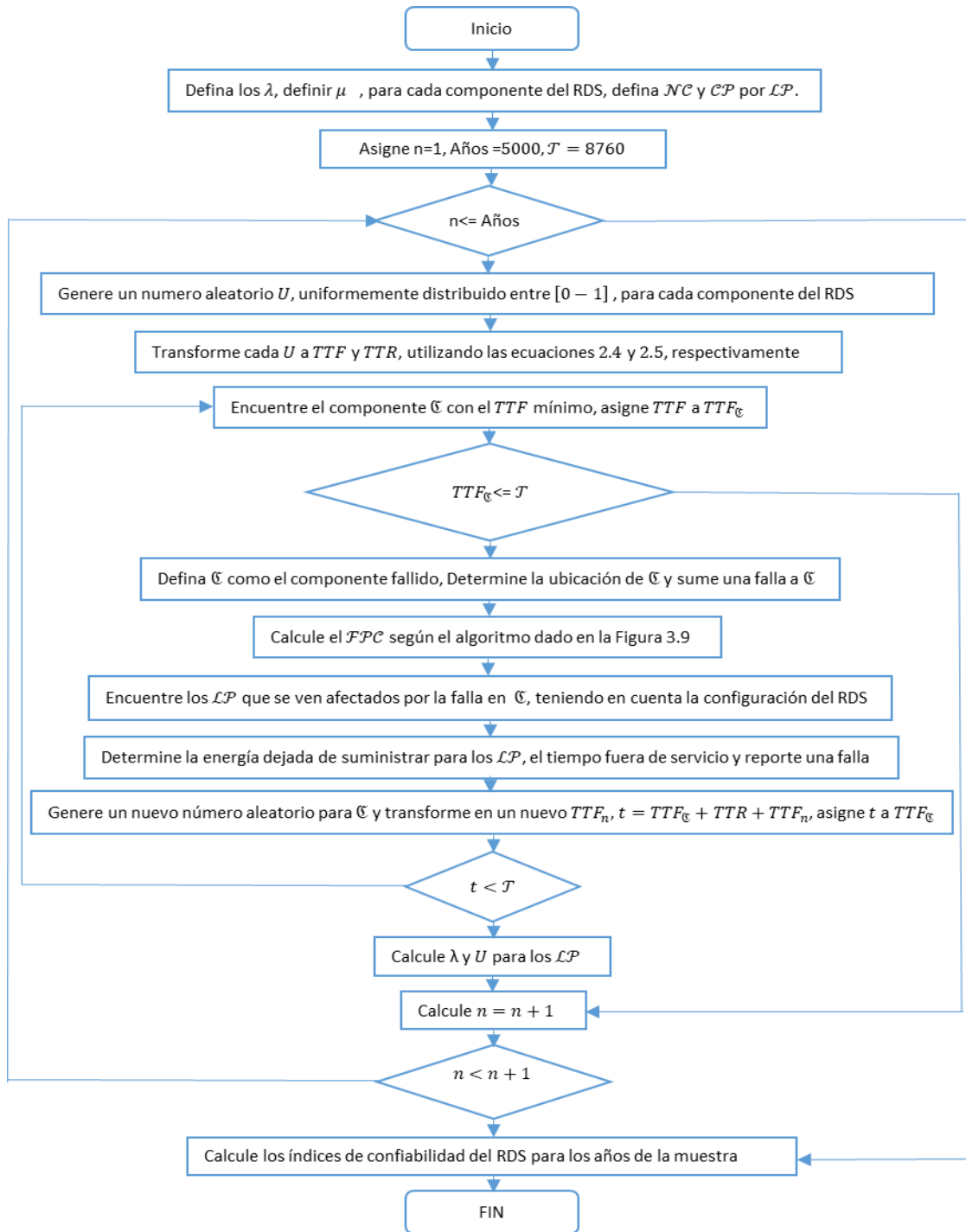


Fig.3.10. Diagrama de flujo para la evaluación de confiabilidad del RDS vía SMCS, teniendo en cuenta los modelos de carga y DG.

Tabla 3.4. índices de confiabilidad actuales del RDS colombiano

DS Actual	λ	U	r	SAIFI	SAIDI	CAIDI	*ASAI	*ASUI	ENS+
F1	217.72	228	1.0472	217.95	228.70	1.047	0.974	0.026	19.046
F2	226.6	237.21	1.0468	226.60	237.2	1.047	0.973	0.027	3.858

+EENS (MW)

3.7. MODELO DE LAS UNIDADES DG CONVENCIONALES

En este trabajo se utilizan Microturbinas a gas (MT) como unidades convencionales. Se seleccionaron las MT por dos motivos: primero, las MT son menos contaminantes que las unidades Diésel; segundo, por la disponibilidad de pozos de gas en la región del caso de estudio. Para el modelo de confiabilidad se utilizará un modelo de dos estados como se muestra en la Figura 3.11.

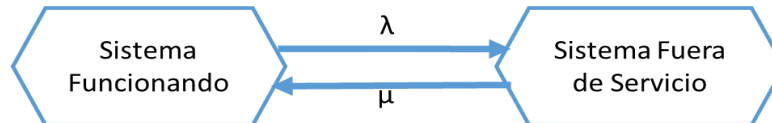


Fig.3.11. Modelo de dos estados para un sistema de un solo componente reparable.

Utilizando el método SMCS, es posible estimar el tiempo de falla (TTF) y el tiempo de reparación (TTR) con el siguiente algoritmo:

Paso 1: Genere dos números aleatorios U_1 y U_2 distribuidos uniformemente en el intervalo 0 y 1. Para más información ver sección 2.2.4.

Paso 2: Calcule TTF y TTR mediante las ecuaciones 2.4 y 2.5, respectivamente

3.8. MODELO DE LAS UNIDADES DG RENOVABLES PV Y WTG

Existen dos métodos de modelado de la energía para PV y WTG. Uno es el modelo físico. Por ejemplo, para la energía eólica, primero se establece el modelo de velocidad del viento. Luego, los datos de simulación de la potencia eólica se obtienen mediante la conversión de energía. El otro método es el modelo estadístico. Los datos históricos de la producción de energía eólica se usan directamente para simular la secuencia de salida de la energía. En este trabajo se utiliza el segundo método pues es el más indicado para la evaluación de la confiabilidad, dado que ignora la conversión de energía y simplifica el proceso de modelado al tiempo que mejora la precisión de los datos. En este punto es importante mencionar que generalmente lo que se evalúa en los RDS cuando se introducen MGs son los beneficios relativos entre diversos escenarios disponibles, incluida la opción de operar el sistema sin modificación alguna (es decir, no incluir MGs). En consecuencia, el nivel de análisis no debe ser más complejo que el que permite evaluar objetivamente la eficiencia relativa de los

diferentes escenarios planteados. A continuación, se describen los modelos de generación PV y WTG por el segundo método [99].

3.8.1. Modelo Estocástico de la Potencia de Salida del Sistema PV

Los dispositivos PV son robustos, de diseño simple y requieren poco mantenimiento. La generación PV convierte directamente la luz solar en electricidad sin la interferencia de ningún motor térmico. La principal ventaja de la PV es su construcción como sistemas independientes para proporcionar potencias, que van desde Micro hasta Megavatios [100], [103], [152].

El panel solar es el elemento central del sistema PV, su salida depende de varios factores como la radiación solar o la intensidad de luz solar recibida por el panel, la temperatura y la humedad relativa, entre otros, siendo el más importante la intensidad de luz solar. Dicha intensidad varía de mes a mes como se muestra en la Figura 3.12.

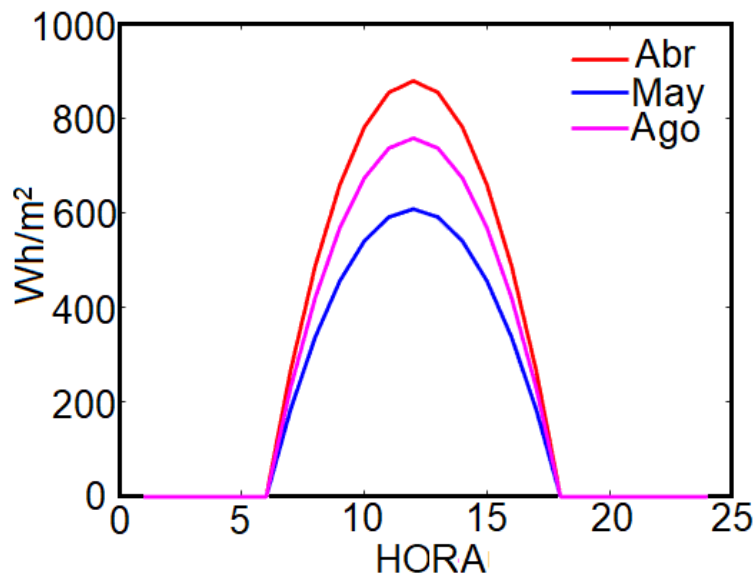


Fig.3.12. Radiación Solar en Colombia.

Si $I(t)$ la intensidad de luz solar recibida en el tiempo t , entonces la potencia de salida P_{PV} del panel solar puede calcularse como [91], [172], [109], [170]:

$$P_{PV} = \begin{cases} \frac{\eta_C}{K_C} \times S \times I(t)^2 & 0 < I(t) \leq K_C \\ \eta_C \times S \times I(t) & I(t) > K_C \end{cases} \quad (3.5)$$

donde η_c es la eficiencia de conversión del sistema PV incluyendo los inversores y K_C es un valor umbral. Cuando $I(t)$ es menor o igual a K_C , la η_c varía linealmente y P_{PV} tiene una relación de segundo orden con $I(t)$; cuando $I(t)$ es mayor a K_C , la η_c suele ser constante y P_{PV} tiene una relación lineal con $I(t)$.

Por otro lado,

$$S = S_p \times N_p \quad (3.6)$$

donde S_p es el área de un panel solar y N_p es el número de paneles solares.

La intensidad de la luz solar depende principalmente del ángulo de altitud solar y del efecto de atenuación de la oclusión de las nubes. La variación del ángulo de altitud solar con el tiempo en un día se puede determinar mediante una función definitiva, mientras que la oclusión de las nubes es aleatoria a medida que cambia el clima. Se puede considerar que la intensidad de la luz solar recibida $I(t)$ es igual a una intensidad fundamental $I_d(t)$ determinada por el ángulo de altitud solar más una cantidad de atenuación aleatoria $\Delta I(t)$, es decir, [172]

$$I(t) = I_d(t) + \Delta I(t) \quad (3.7)$$

En esta expresión, $I_d(t)$ se define como un valor promedio de la luz solar en el tiempo t en un rango de tiempo estadístico (generalmente un año). Si no se tiene en cuenta el cambio en la hora de salida y puesta del sol durante el año, $I_d(t)$ se podría aproximar por la función cuadrática dada en la ecuación (3.8) [172]

$$I_d(t) = \begin{cases} I_{max} \times \left(-\frac{1}{36}t^2 + \frac{2}{3}t - 3 \right) & 6 \leq t < 18 \\ 0 & 0 \leq t < 6, 18 \leq t < 24 \end{cases} \quad (3.8)$$

donde t es el tiempo en un día, cuya unidad es la hora; I_{max} es la intensidad máxima de la luz solar en un día, en este trabajo se toma que es a las 12 del mediodía, es decir $I_{max} = I(12)$.

Los estudios han demostrado que la variación de P_{PV} sigue una distribución Normal [91], [170]. Por lo tanto, se toma que $\Delta I(t)$ obedece a una distribución Normal cuya función de densidad de probabilidad se puede representar como

$$f(\Delta I) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{\Delta I^2}{2}\right) \quad (3.9)$$

En la Figura 3.13 se muestra la variación típica de la intensidad de la luz solar recibida por un panel solar en un día [172].

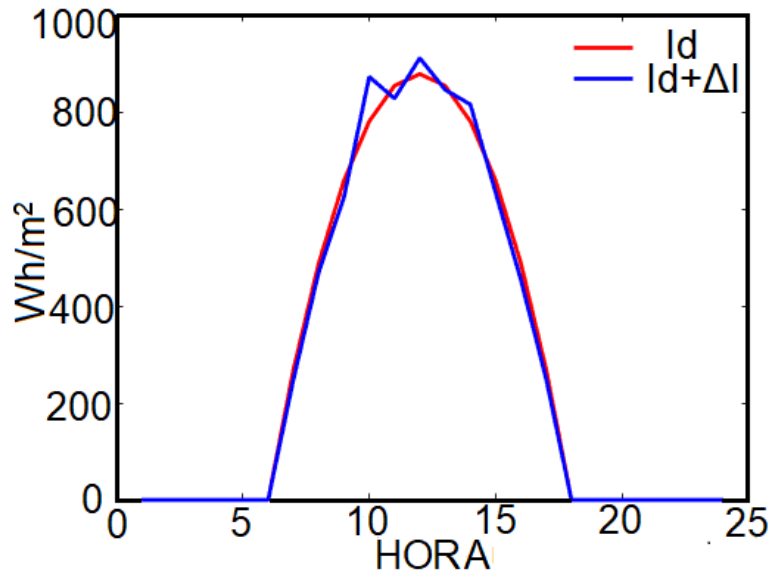


Fig.3.13. Variación típica de la radiación solar recibida por un panel solar en un día en Colombia.

3.8.2 Modelo de Confiabilidad del Sistema PV

Para obtener el modelo de confiabilidad de un sistema PV se usa una combinación del modelo de dos estados usado en el modelo de confiabilidad del sistema MT y el modelo de la potencia de salida del sistema PV dado en la sección anterior ecuación (3.5), como se muestra en la Figura 3.14.

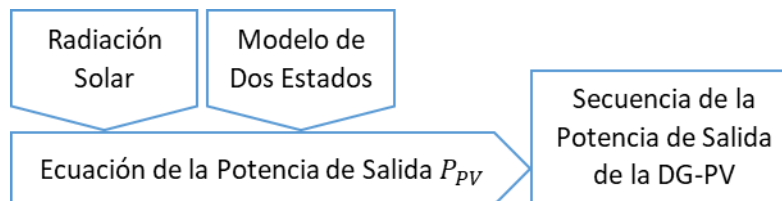


Fig.3.14. Modelo de confiabilidad del sistema PV.

3.8.3. Modelo Estocástico de la Potencia de Salida del Sistema WTG

La relación entre la potencia de salida y la velocidad del viento se muestra en la Figura 3.15, que representa la curva de potencia de una turbina de 600 kW con velocidades de arranque, nominal y desconexión de 4, 15 y 25 m/s, respectivamente.

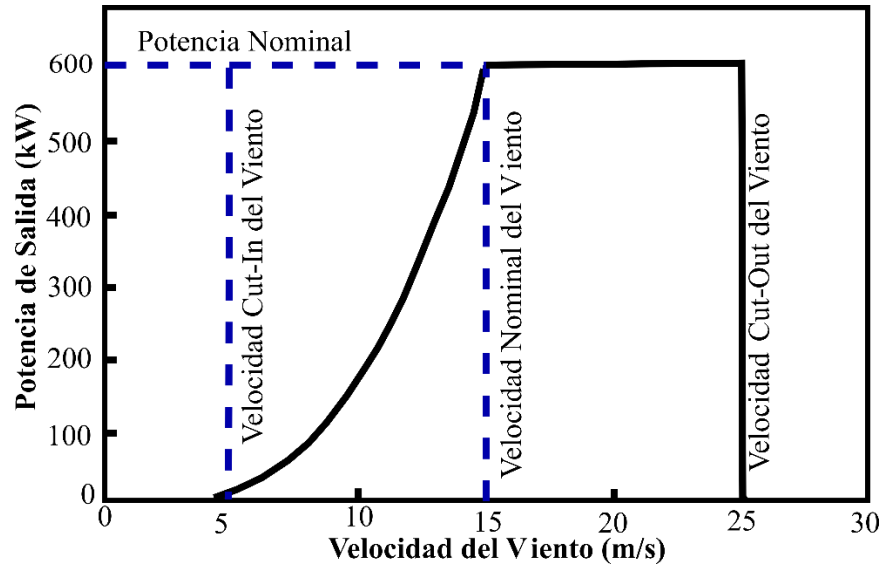


Fig.3.15. Relación entre la potencia de salida y la velocidad del viento. Modificado de [100].

Cuando la velocidad del viento se encuentra entre la velocidad nominal y la velocidad de corte, se generará potencia nominal. Por el contrario, cuando la velocidad del viento es menor que la velocidad de activación o mayor que la velocidad de interrupción, la potencia de salida de la turbina sería cero. Dado que la velocidad del viento tiene comportamientos estocásticos, la producción de generadores eólicos se considera aleatoria. Esto lleva a la consideración de un modelo no lineal y estocástico para simular la potencia de salida del generador eólico. La potencia de salida de una turbina eólica (P_{outw}) depende de la velocidad del viento y se puede representar como una función por partes como se expresa con la ecuación 3.10 [91] [172], [109], [170]:

$$P_{outW} = \begin{cases} 0, & 0 \leq V_t \leq V_{ci} \\ (A + BV_t + CV_t^2)P_r, & V_{ci} \leq V_t \leq V_r \\ P_r, & V_r \leq V_t \leq V_{co} \\ 0, & V_t > V_{co} \end{cases} \quad (3.10)$$

donde P_r es la potencia de salida nominal, V_r es la velocidad nominal del viento, V_{ci} es la velocidad inicial de la turbina eólica (Corte-In), V_{co} es la velocidad de parada de la turbina eólica (Corte-Out), y A , B y C son constantes dadas por:

$$A = \frac{1}{(V_{ci}-V_r)^2} \left[V_{ci}(V_{ci} + V_r) - 4V_{ci}V_r \left(\frac{V_{ci}+V_r}{2V_r} \right)^3 \right] \quad (3.11)$$

$$B = \frac{1}{(V_{ci}-V_r)^2} \left[4(V_{ci} + V_r) \left(\frac{V_{ci}+V_r}{2V_r} \right)^3 - (3V_{ci} + V_r) \right] \quad (3.12)$$

$$C = \frac{1}{(V_{ci}-V_r)^2} \left[2 - 4 \left(\frac{V_{ci}+V_r}{2V_r} \right)^3 \right] \quad (3.13)$$

La velocidad del viento es aleatoria e intermitente por naturaleza produciendo variaciones en la potencia de salida. Por lo tanto, debe aplicarse un método probabilístico para simular la naturaleza aleatoria de la velocidad del viento, puesto que en muchos casos la distribución de probabilidad de la velocidad del viento se puede representar por ciertas distribuciones. En este caso, la distribución de probabilidad Weibull es simple y adecuada para describir la velocidad del viento. La función de densidad de probabilidad de una distribución de Weibull de dos parámetros se puede expresar de la siguiente manera [78]:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (3.14)$$

donde v representa la velocidad del viento, k y c son el parámetro de forma y el parámetro de escala de la distribución de Weibull, respectivamente. Estos parámetros pueden ser expresados como funciones de la media (μ) y la desviación estándar (σ) de la velocidad del viento como [78].

$$k = \left(\frac{\sigma}{\mu} \right)^{-1.086} \quad (3.16)$$

$$c = \frac{\mu}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)} \quad (3.17)$$

donde Γ es la función Gama.

3.8.4 Modelo de Confiabilidad del Sistema WTG

Para obtener el modelo de confiabilidad de un sistema WTG, se usa una combinación del modelo de dos estados usado en el modelo de confiabilidad del sistema MT y el modelo de la potencia de salida del sistema WTG de la ecuación (3.10), como se muestra en la Figura 3.16.

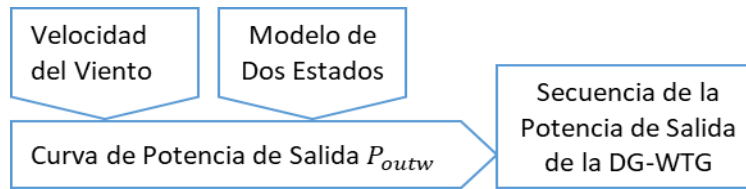


Fig.3.16. Modelo de confiabilidad del sistema WTG.

3.9. MODELO DEL ESS COMBINADO CON DG

La representación de las baterías en los estudios de confiabilidad requiere un modelo particular debido a que, por sus características operativas, su comportamiento no es Markoviano y como su estado de carga depende de la operación del sistema, es difícil establecer un modelo para su uso en la simulación estocástica. Además, debe tenerse en cuenta su vida útil que depende de los ciclos de carga/descarga. Así mismo, se debe considerar en el modelo una posible falla no relacionada con la vida útil, como una falla causada por un defecto de la batería [123]. Sin embargo, no es necesario analizar estas características operativas cuando se requiere verificar el impacto de poner baterías en paralelo con la DG con el fin de suministrar la energía que las DG no pueden suministrar por algún motivo, ya que, en este caso, la disponibilidad de la batería se utiliza para cuantificar la influencia en los índices de confiabilidad de la DG cuando esta no está disponible el 100% del tiempo.

En este documento las baterías se combinan con generación intermitente como la PV, para mitigar las fluctuaciones de la salida de estas DG, buscando con esto mejorar la calidad de la energía y la confiabilidad del suministro de energía en la MG. En modo isla, cuando la salida de las DGs es mayor que la carga, la energía residual se almacena en el ESS teniendo en cuenta su capacidad de carga. En particular, cuando la salida de las DGs es menor que la carga, la energía almacenada se libera para abastecer a los clientes, teniendo en cuenta la capacidad de descarga del ESS. Suponiendo que las DGs combinadas y el ESS son autónomos y controlables, descuidando la influencia de la constante de tiempo de la regulación de la potencia, se puede considerar que la salida de las DG combinadas, el ESS y la carga pueden alcanzar el equilibrio todo el tiempo [172].

Cuando la salida de la DG es insuficiente, causada por la insuficiencia de la luz solar, o es cero, lo que puede ser causado por la interrupción de la DG o la ausencia de luz solar en la

noche, en algún momento la energía liberada por el ESS podría ser mayor que la energía almacenada. Por lo tanto, el tiempo de operación del sistema de almacenamiento cuando la MG está en modo isla está limitado por su capacidad de almacenamiento. El tiempo de operación de las DG combinadas y el sistema de almacenamiento de energía en modo isla T_{batt} se puede resolver a partir de las siguientes ecuaciones:

$$Q_{Residual} + Q_{Carga} - Q_{Descarga} = Q_{Min} \quad (3.18)$$

$$Q_{Carga} = \int_0^{T_{batt}} [\sum_k P_{DG,k}(t) - P_L(t)] dt, \quad P_L(t) < P_{DG}(t) \quad (3.19)$$

$$Q_{Descarga} = \int_0^{T_{batt}} [P_L(t) - \sum_k P_{DG,k}(t)] dt, \quad P_L(t) > P_{DG}(t) \quad (3.20)$$

donde $P_L(t)$ representa la carga en el tiempo t ; $P_{DG,k}(t)$ representa la salida de la k -ésima DG en el tiempo t ; $Q_{Residual}$ representa la energía residual en el dispositivo de almacenamiento al principio cuando la MG cambia al modo de isla – en este instante, el sistema de almacenamiento puede considerarse como cargado totalmente, debido a que cuando la MG estaba conectada al sistema de distribución rural podía cargar al sistema de almacenamiento si fuera necesario. Adicionalmente, Q_{Carga} representa la energía almacenada en el sistema de almacenamiento en modo de isla; $Q_{Descarga}$ representa la energía liberada del sistema de almacenamiento en modo de isla; y Q_{Min} representa la capacidad residual mínima permitida del sistema de almacenamiento. Como se mencionó anteriormente, es necesario tener en cuenta que la potencia de carga P_{Carga} está limitada por la potencia máxima de carga $P_{Cargamax}$ del sistema de almacenamiento, es decir

$$P_{Carga} = \sum_k P_{DG,k}(t) - P_L(t) \leq P_{Cargamax} \quad (3.21)$$

Igualmente sucede para la potencia de descarga $P_{descarga}$, la cual está limitada por la potencia máxima de descarga $P_{Descargamax}$ del sistema de almacenamiento, es decir

$$P_{descarga} = P_L(t) - \sum_k P_{DG,k}(t) \leq P_{Descargamax} \quad (3.22)$$

El conjunto de ecuaciones (3.18), (3.19) y (3.20) son ecuaciones de integración implícita, que son difíciles de resolver mediante un método analítico. Sin embargo, pueden resolverse mediante la simulación de la salida de las DG y la carga en cada hora en modo de isla. El algoritmo de simulación por el método de SMCS se describe a continuación:

Paso 1: Inicio; haga $Q_{Descarga} = 0$, $Q_{carga} = 0$ e $i = 1$, donde i cuenta las horas en modo isla.

Paso 2: Calcule la potencia de salida $P_{DG,k}(i)$ de las DG en la i -ésima hora durante la operación en isla:

- a. Para el sistema PV, muestree la intensidad de la luz solar recibida en la i -ésima hora, luego calcule $P_{DG,k}(i)$ con el modelo combinado de la sección 3.8.2.
- b. Para la MT de gas, calcule $P_{DG,k}(i)$ en la i -ésima hora con el modelo de dos estados presentado en la sección 3.7.

Paso 3: Calcule la carga $P_L(i)$ en la i -ésima hora con el modelo con el modelo de carga variable presentado en la sección 3.5.

Paso 4: Si $\sum_k P_{DG,k}(i) > P_L(i)$, acumule la energía restante cargando el sistema de almacenamiento. Haga $Q_{Carga} = Q_{Carga} + (\sum_k P_{DG,k}(i) - P_L(i))$ siempre y cuando dicho sistema de almacenamiento no se encuentre lleno. De encontrarse lleno, la energía sobrante se pierde.

Paso 5: Si $P_L(i) > \sum_k P_{DG,k}(i)$, descunte la energía liberada al descargar el sistema de almacenamiento. Haga $Q_{Descarga} = Q_{Descarga} + (P_L(i) - \sum_k P_{DG,k}(i))$ siempre y cuando dicho sistema de almacenamiento no se encuentre vacío.

Paso 6: Si $Q_{Residual} + Q_{Carga} - Q_{Descarga} \leq Q_{Min}$, entonces i es el T_{batt} a resolver y se genera una falla del sistema de generación combinado con el almacenamiento. De lo contrario, vaya al siguiente paso.

Paso 7: Haga $i = i + 1$. Si no excede el tiempo de operación del modo isla regrese al paso 2; de lo contrario i es el T_{batt} a resolver.

Paso 8: Fin.

3.10 MODELO INTEGRADO DEL RDS CON APLICACIONES DE MGS

En esta sección se presenta el algoritmo general de simulación, basado en SMC, para la evaluación de confiabilidad del RDS con aplicaciones de MGs. Para esto se modificará el algoritmo dado en la sección 3.6 teniendo en cuenta el modelo del RDS dado en la sección 3.4, el modelo de la carga expuesto en la sección 3.5, el modelo de DG-MT presentado en la sección 3.7, el modelo de la DG-PV mostrado en la sección 3.8 y el modelo del ESS descrito en la sección 3.9. Bajo la premisa de que no influyen en la precisión de los resultados, se emplean los siguientes supuestos:

1. Todos los componentes son reparables.
2. Solo las fallas permanentes se incluyen en el estudio, es decir, después de que un componente falla, se puede volver a poner en funcionamiento después de ser reparado.
3. Los dispositivos de protección operan con éxito para aislar las fallas.
4. El cambio suave entre el modo de interconexión y el modo isla (UMG), tiene cierta probabilidad de falla. Para todos los escenarios dicha probabilidad de falla se tomará igual a 0.97 [78].

3.10.1 Algoritmo de Simulación

A continuación, se describe el algoritmo general propuesto para la evaluación de confiabilidad del RDS con aplicaciones de MGs basado en la SMCS.

Paso 1: Inicio. Establezca los criterios para detener la simulación. En este sentido, se considera el número máximo de años de simulación ($Años = 5000$). Esta elección se discute en el Capítulo 4.

Paso 2: Defina los parámetros de entrada. Estos incluyen las tasas de falla (λ) y reparación (μ) para cada componente de los RDS y de las MG (DG-PV, DG-MT, ESS), el número de clientes (NC) en cada punto de carga (LP), los datos históricos de la carga pico (CP) en cada LP , los datos históricos de radiación solar y las características de los DG-PV, DG-MT y ESS, según sea el escenario.

Paso 3: Inicialización del proceso de simulación. Establezca el estado inicial de todos los componentes como en funcionamiento, fije el tiempo inicial de simulación ($t = 0$), establezca las horas de simulación ($\mathcal{T} = 8760$) y fije el número de años inicial ($n = 1$).

Paso 4: Mientras, $n \leq \text{Años}$, vaya al paso siguiente, sino vaya al **Paso 18**.

Paso 5: Genere un número aleatorio U , uniformemente distribuido en el intervalo $(0,1)$ para cada componente del RDS y para cada sistema de la MG (DG-PV, DG-MT y ESS según el modelo de dos estados dado en la sección 3.7). Transforme cada U a TTF y TTR utilizando la SMCS durante un año (ver ecuaciones 2.4 y 2.5, respectivamente). Ordene el historial operativo de cada componente en forma de ciclos operativos cronológicos ascendente-descendente. Por último, encuentre el componente \mathcal{C} del RDS con el TTF mínimo y asigne TTF a $TTF_{\mathcal{C}}$.

Paso 6: Mientras, $TTF_{\mathcal{C}} \leq \mathcal{T}$, vaya al paso siguiente, sino vaya al **Paso 17**.

Paso 7: Defina \mathcal{C} como el componente fallido. Si el componente fallido es un transformador vaya al siguiente paso, sino vaya al **Paso 9**.

Paso 8: Solo falla el punto de carga donde está conectado el transformador, determine la ubicación \mathcal{C} , reporte una falla al componente \mathcal{C} , determine el tiempo fuera de servicio, para cada hora fuera de servicio, calcule \mathcal{FPC} según el modelo dado en la Figura 3.9, y el ENS para los \mathcal{LP} según la ecuación (1.9). Vaya al **Paso 16**.

Paso 9: Determine la ubicación del componente \mathcal{C} . Si el componente fallido se encuentra fuera de las MGs vaya al paso siguiente, sino vaya al **Paso 12**.

Paso 10: Para los \mathcal{LP} fuera de las MGs, reporte una falla al componente \mathcal{C} . Determine el tiempo fuera de servicio para cada hora fuera de servicio. Calcule el \mathcal{FPC} según el modelo de la Figura 3.9, y el ENS para los \mathcal{LP} según la ecuación (1.9). Vaya al paso siguiente.

Paso 11: Para los \mathcal{LP} dentro de la MG, el análisis se realiza de acuerdo con los escenarios tratados en el Capítulo 4. Vaya al diagrama de flujo de la MG según sea el escenario (sección 4.2, 4.3, 4.4, 4.5 y 4.6).

Paso 12: Si el reconector de cambio suave funciona, vaya al paso siguiente, sino vaya al **Paso 14**.

Paso 13: Teniendo en cuenta que solo fallan los puntos de carga dentro de las MGs, reporte una falla al componente \mathcal{C} y determine el tiempo fuera de servicio para cada hora fuera de servicio, calcule \mathcal{FPC} según el modelo dado en la Figura 3.9 y el ENS para los \mathcal{LP} según la ecuación (1.9). Vaya al **Paso 16**.

Paso 14: En este caso fallan todos los puntos de carga excepto los que se encuentren dentro de otras MGs. Para los \mathcal{LP} que están fuera de otras MGs reporte una falla al componente \mathcal{C} . Determine el tiempo fuera de servicio para cada hora fuera de servicio, calcule \mathcal{FPC} según el modelo dado en la Figura 3.9 y el ENS para los \mathcal{LP} según la ecuación (1.9). Vaya al paso siguiente.

Paso 15: Para los \mathcal{LP} dentro de otras MGs, el análisis se realiza de acuerdo con los escenarios tratados en el Capítulo 4. Vaya al diagrama de flujo de la MG según sea el escenario (sección 4.2, 4.3, 4.4, 4.5 y 4.6). Vaya al **Paso 16**.

Paso 16: Genere un nuevo número aleatorio para \mathcal{C} y transforme TTF_n , $t = TTF_{\mathcal{C}} + TTR + TTF_n$, asigne t a $TTF_{\mathcal{C}}$, encuentre el siguiente componente \mathcal{C} del RDS con el TTF mínimo, asigne TTF a $TTF_{\mathcal{C}}$ y vaya al **Paso 6**.

Paso 17: Calcule λ y U para los \mathcal{LP} , haga $n = n + 1$ y vaya al **Paso 4**.

Paso 18: Calcule los índices de confiabilidad del sistema para los años de la muestra. Fin.

3.11. CONCLUSIONES

Frente a la necesidad de evaluar el efecto en la confiabilidad al interconectar MGs en los RDS y la necesidad de evaluar la confiabilidad teniendo en cuenta RDS reales, se utilizó un RDS colombiano. Ello, partiendo de que, en el ámbito nacional, los DS son poco confiables y estos han sufrido un deterioro desde el año 2011. Por lo tanto, se seleccionó un RDS de la Región Caribe colombiana, pues esta región presenta los peores indicadores de confiabilidad del país. Sin embargo, cabe mencionar que dichas evaluaciones pueden posteriormente ser extrapoladas a otros contextos. Seguidamente se presentó un análisis del RDS seleccionado. De dicho análisis se obtuvieron las características del RDS, datos del cliente, datos de la carga y datos de confiabilidad.

Posteriormente se modeló el RDS colombiano, obteniéndose los índices de confiabilidad simulados del RDS actual. El siguiente paso fue introducir las aplicaciones de MG al modelo

del RDS. Para esto, primero se modeló el sistema de generación convencional utilizando un modelo de Markov de dos estados. Luego se modelaron los sistemas de generación PV y WTG. Para obtener el modelo de confiabilidad se empleó un modelo estadístico para la potencia de salida y un modelo Markov de dos estados. Seguidamente, se presenta un modelo recursivo del ESS, en el cual se usa la disponibilidad del ESS para cuantificar su influencia en los índices de confiabilidad.

Por último, se presenta un algoritmo de simulación basado en la SMCS que integra todos los modelos propuestos con miras a obtener un modelo del RDS en el que se incluyan componentes de MGs. Este modelo será utilizado en el Capítulo 4 para evaluar el impacto en la confiabilidad de RDS cuando se introducen componentes MGs.

Capítulo 4

4. EVALUACIÓN DEL IMPACTO EN LA CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN RURAL CUANDO SE INTRODUCEN MICROGRIDS

4.1. INTRODUCCIÓN

Es importante mencionar que, en la evaluación de confiabilidad en un RDS, el objetivo ideal es obtener la confiabilidad absoluta. Sin embargo, esta es prácticamente imposible de evaluar, debido a la complejidad del sistema. Dicha afirmación es relevante cuando se evalúan los futuros RDS con MGs, debido a que dicha complejidad aumenta sustancialmente. No poder obtener la confiabilidad absoluta, no debilita la necesidad de evaluar objetivamente diferentes escenarios. Por lo tanto, generalmente lo que se evalúa en los RDS cuando se introducen MGs, son los beneficios relativos entre diversos escenarios disponibles, incluida la opción de no hacer nada. En consecuencia, el nivel de análisis no debe ser más complejo que el que permite evaluar objetivamente la eficiencia relativa de los diferentes escenarios planteados.

Teniendo en cuenta lo anterior, en este Capítulo se estudiarán cinco escenarios diferentes. Cabe mencionar que para la selección de dichos escenarios se tuvo en cuenta la opinión de varios expertos, así como información hallada en el estado del arte. En la sección 4.2 se realiza la evaluación del impacto de los niveles de penetración DG-PV en la confiabilidad del RDS. Seguidamente, en la sección 4.3, se analiza la confiabilidad del RDS con DG-(PV-ESS). Posteriormente, en la sección 4.4 se evalúan los RDS con DG-PV-MT desde el punto de vista de la confiabilidad. Luego, en la sección 4.5, se presenta el uso de ESS como potenciadores de la confiabilidad del RDS con DG-PV. A continuación, en la sección 4.6, se evalúa el efecto de la introducción de MGs, con DG-PV-ESS-MT en la confiabilidad del RDS. Finalmente, las conclusiones se presentan en la sección 4.7.

4.2 ESCENARIO I: EVALUACIÓN DEL EFECTO DE INTRODUCIR DG RENOVABLE PV EN LA CONFIABILIDAD DEL RDS

Para el escenario I, al RDS colombiano dado en la Figura 3.5 se le introdujeron dos MG, como se muestra en la Figura 4.1. En este punto es importante aclarar que, para la selección de los nodos donde se conectarían las MGs, se analizó el RDS con el objetivo principal de abastecer el mayor número de clientes posibles. Por lo tanto, con la ubicación de los nodos planteada (ver Figura 4.1) se abastecen los puntos de carga LP11, LP12 con la MG1 y los puntos de carga LP13 y LP14 con la MG2, logrando abastecer cuatro de los cinco LPs con más clientes conectados y por lo tanto con la mayor carga. Los datos de confiabilidad y de carga del RDS se presentan en la sección 3.3.

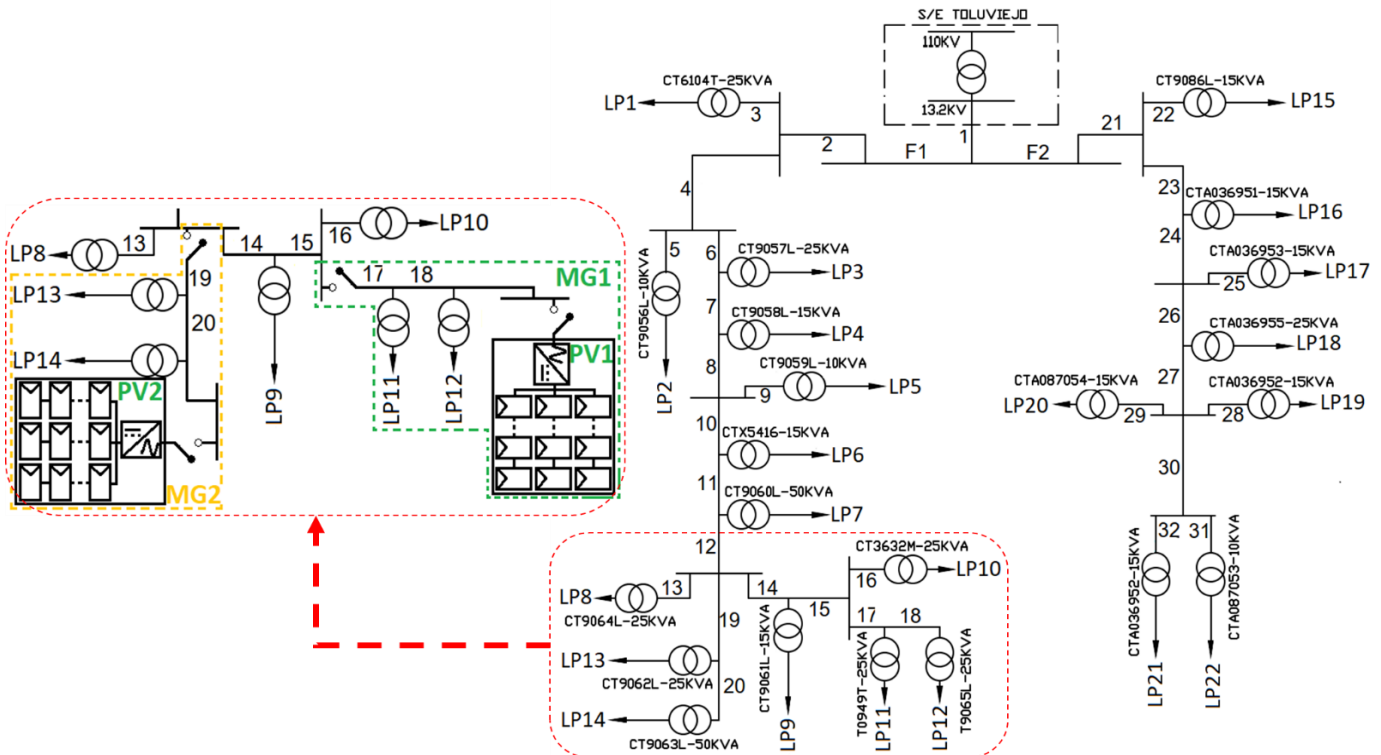


Fig.4.1. Sistema de Distribución Rural Colombiano, con MGs-PV

Los datos meteorológicos son datos reales y fueron suministrados por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) el cual se encarga del manejo de la información científica, hidrológica, meteorológica y todo lo relacionado con el medio ambiente en Colombia. Los datos seleccionados corresponden a datos de la estación el

TESORO ubicada (latitud: 9,35° y Longitud: -75,29°) en el municipio de Morroa Sucre. El promedio de la mayor radiación solar (hora 12 del día) por mes se presenta en la Tabla 4.1. Como se observa en la Figura 4.1, el RDS modificado cuenta con dos MGs. Tanto la MG1 como la MG2 contienen una DG-PV sin almacenamiento. Los parámetros de las PV se muestran en la Tabla 4.2. Además, en este trabajo se utiliza una matriz PV con \mathcal{X} paneles por cadena y \mathcal{Y} cadenas en paralelo, los valores de \mathcal{X} y \mathcal{Y} varían dependiendo la potencia nominal requerida para cada caso estudio. Por lo tanto, el número de paneles solares (N_p) también es variable; los paneles PV utilizados son producidos por Jinko Solar y los parámetros necesarios para el modelado se dan en la Tabla 4.3.

 Tabla 4.1. Radiación Solar (Wh/m^2)

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
768.3	810.4	807.7	878	607.5	760.3
Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
757.1	813.3	711.3	729.6	676.7	685.8

Tabla 4.2. Parámetros de la DG-PV

Nombre	Potencia Nominal	λ (Fallas/Año)	MTTR(h)
PV1	Varia del 50% al 1000% de la Carga Pico (51600 W)	0.12	72
PV2	Varia del 50% al 1000% de la Carga Pico (32016 W)	0.12	72

Tabla 4.3. Características de los Paneles PV

$S_p(m^2)$	η_C	K_C	$P_{max}(Wp)$
2.01208	0.1988	200	400

4.2.2. Algoritmo de la MGs-DG-PV Basado en SMCS.

La Figura 4.2 muestra el diagrama de flujo para el escenario I, es importante recordar que este algoritmo es llamado desde el algoritmo general dado en la sección 3.10.

4.2.3. Convergencia de la Simulación SMC

Como se mencionó en el Capítulo 2, para obtener un resultado preciso en la SMCS el tiempo de simulación debe ser largo (por ejemplo, un año y 2000 simulaciones o más), dependiendo de la complejidad del estudio de caso y la presión deseada. La Figura 4.3 muestra la convergencia de SMCS para el índice de falla de punto de carga ($\lambda LP14$), el tiempo medio de interrupción anual ($ULP14$), el SAIFI y el EENS para el alimentador F1, cuando la potencia nominal de la PV es el 100% de la potencia pico de la carga. Teniendo

en cuenta los resultados de la Figura 4.3, en este trabajo la SMCS se realizará por un año y se emplearán 5000 años de simulación, debido a que estos garantizan la convergencia de todos los índices.

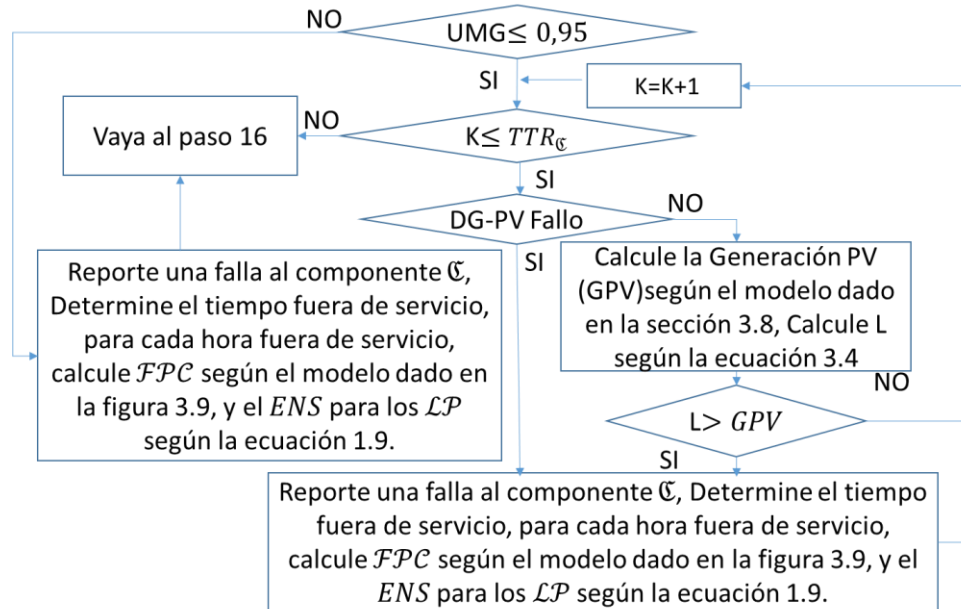


Fig.4.2. Diagrama de flujo de la MG-DG-PV, por el método de SMCS.

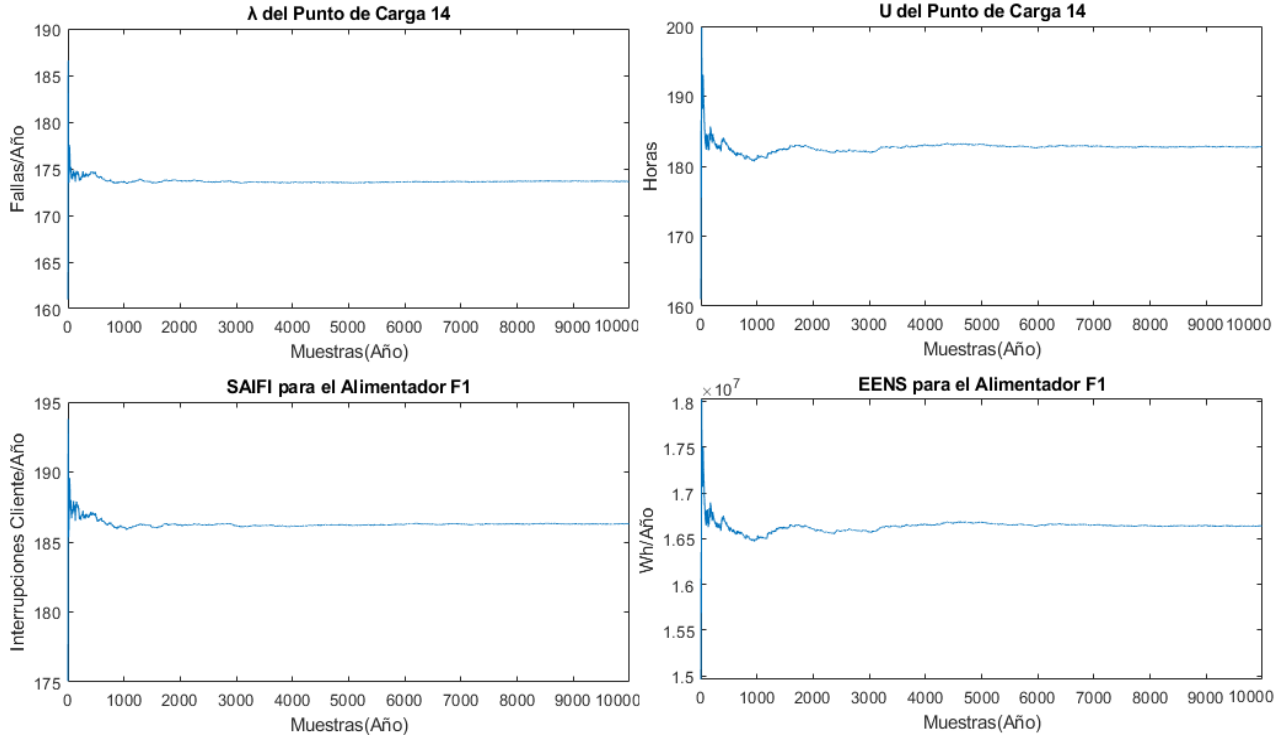


Fig.4.3. Convergencia de SMCS para el Índice de Falla de Punto de Carga (ALP14), el Tiempo Medio de Interrupción Anual ((ULP14)), el SAIFI y el EENS para el Alimentador F1.

4.2.4. Evaluación del Efecto de los Niveles de Penetración DG-PV en la Confiabilidad del RDS

El efecto de la penetración DG-PV, se evaluó para siete casos de estudio, en los que se varió el nivel de penetración DG-PV en cada MG: 50%, 75%, 100%, 150%, 200%, 400% y 1000%. Después de simular cada caso de estudio, el siguiente paso fue calcular los índices de confiabilidad de los puntos de carga del RDS con las MG y compararlos con los obtenidos sin MG. Las Figuras 4.4 a y b muestran la comparación de la tasa de falla y el tiempo medio de interrupción anual respectivamente para los puntos de carga, para el caso nivel penetración DG-PV de 100%.

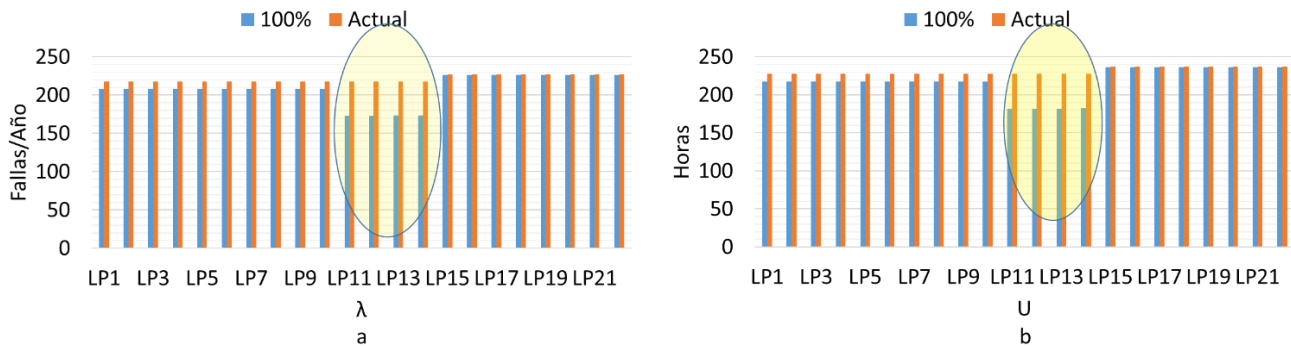


Fig.4.4. Comparación de la Tasa de Falla (a) y Tiempo Medio de Interrupción Anual (b), para los Puntos de Carga, Caso Nivel Penetración DG 100%.

En las Figuras 4.4 a y b se observa una mejoría en la confiabilidad en los puntos de carga donde se introducen las MG. Para un análisis más detallado las Figuras 4.6 y 4.7 muestran la comparación de la tasa de falla y el tiempo medio de interrupción anual respectivamente para los puntos de carga seleccionados en las Figuras 4.4 a y b para cada caso de estudio.

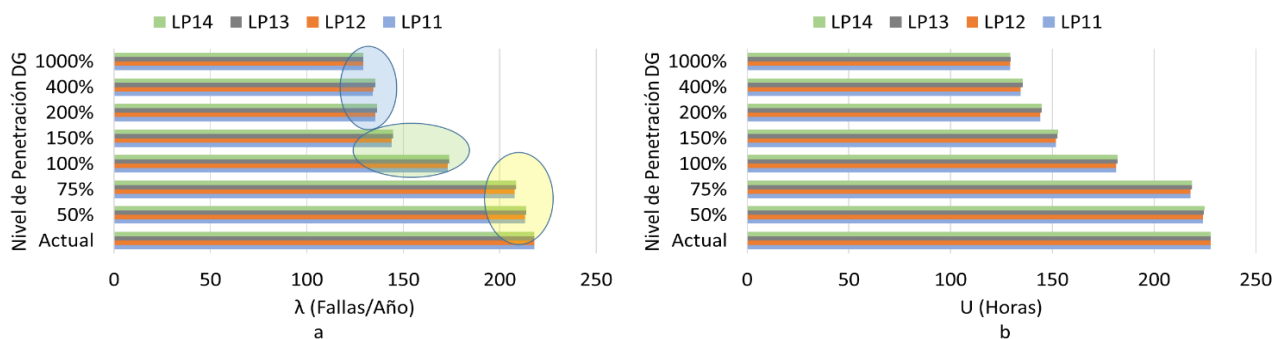


Fig.4.5. Comparación de la Tasa de Falla (a) y Comparación del Tiempo Medio de Interrupción Anual (b), Para los Puntos de Carga Seleccionados en las Figuras 4.4 a y b respectivamente, Para Cada Caso de Estudio.

Por otro lado, en la Tabla 4.4 se muestran los índices SAIFI, SAIDI y EENS, de los puntos de carga estudiados (LPE) y del alimentador F1, para el sistema actual y para cada uno de los casos de estudio. Además, se muestra el porcentaje de mejoramiento de dichos indicadores en cada caso. La Figura 4.6 corresponde a los resultados de la Tabla 4.4.

Tabla 4.4. Índices calculados para los 7 casos de estudio

Nivel de Penetración DG-PV (NPDG-PV)		LPE	PM (%)*	F1	PM (%)	NPDG-PV	LPE	PM (%)	F1	PM (%)
Actual 0%	SAIFI	217.95		217.95		50%	213.39	2.09	211.63	2.89
	SAIDI	228.68		228.70			224.31	1.91	222.45	2.73
	ENS+	10.747		19.046			10.543	1.89	18.854	1.01
75%	SAIFI	208.08	4.53	208.16	4.49	100%	173.27	20.5	186.22	14.6
	SAIDI	218.20	4.58	218.24	4.57		181.67	20.5	195.04	14.7
	ENS+	10.229	4.82	18.498	2.88		8.328	22.5	16.575	12.9
150%	SAIFI	144.21	33.8	167.91	22.9	200%	135.76	37.7	162.64	25.3
	SAIDI	152.11	33.5	176.79	22.7		144.41	36.8	172.61	24.5
	ENS+	6.869	36.1	15.155	20.4		6.492	39.5	14.843	22.1
400%	SAIFI	127.75	41.4	157.75	27.6	1000%	122.54	43.7	154.35	29.2
	SAIDI	134.81	41	166.11	27.3		129.37	43.4	162.55	28.9
	ENS+	6.042	43.8	14.351	24.6		5.731	46.6	14.026	26.4

+ENS (MW), * Porcentaje de Mejoramiento (PM (%))

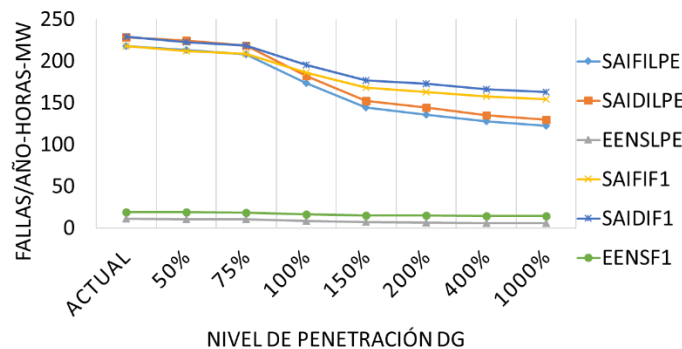


Fig.4.6. Índices SAIFI, SAIDI y ENS, de los Puntos de Carga Estudiado (LPE) y del Alimentador F1 con respecto al Nivel de Penetración DG.

De las Figuras 4.5 (a, b) y 4.6 se obtienen cuatro hallazgos principalmente. Primero, niveles de penetración DG-PV inferiores o iguales al 75%, aportan muy poco al mejoramiento de la confiabilidad del RDS. Segundo, niveles de penetración entre 100% y 150%, presentan los mejores resultados, en relación nivel de penetración-confiabilidad. Tercero, el aumento del nivel de penetración por encima del 150% no aumenta significativamente la confiabilidad del RDS. Por ejemplo, pasar del 150% al 1000% de penetración, solo mejora un 6.3% el SAIFI del alimentador F1.

Por último, los resultados de los índices de confiabilidad, se pueden utilizar para recomendar un nivel de penetración DG, que cumpla con un objetivo específico de confiabilidad, en este escenario tomamos el objetivo de confiabilidad para Colombia, dado en el documento CREG 010 del 2018 (ver Tabla 4.7) [164]. Por lo tanto, se verifica que cuando se introducen solamente DG-PV, no se alcanzan los objetivos de confiabilidad establecidos.

4.3 ESCENARIO II: EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE NIVELES DE PENETRACIÓN DG-(PV-ESS) EN LA CONFIABILIDAD DEL RDS.

Para el escenario II, se introdujeron dos MG al RDS colombiano dado en la Figura 3.5 tal y como se muestra en la Figura 4.7. Los datos de confiabilidad, de carga, meteorológicos y de los paneles son los mismos del escenario I.

El RDS modificado cuenta con dos MGs. Tanto la MG1 como la MG2 contiene una DG, PV más un almacenamiento mínimo. Además, la probabilidad de un cambio exitoso entre el modo de interconexión y el modo isla de las MG es la misma del escenario I. Los parámetros de confiabilidad de las PV y del ESS se muestran en la Tabla 4.5.

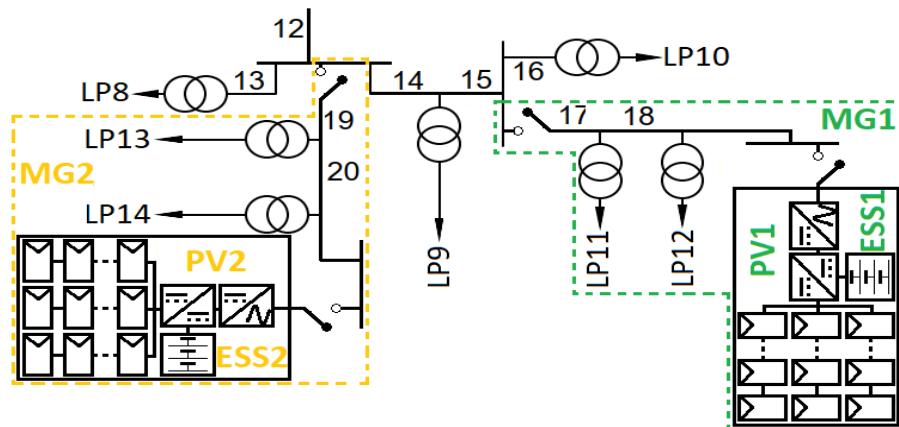


Fig.4.7. Sistema de Distribución Rural Colombiano, con MGs-PV-ESS

Tabla 4.5. Parámetros Confiabilidad de la DG

Nombre	λ (Fallas/Año)	MTTR(h)	Nombre	λ (Fallas/Año)	MTTR(h)
PV1	0.12	72	ESS1	0.05	50
PV2	0.12	72	ESS2	0.05	50

Al igual que en escenario I, en este escenario la SMCS se realizará por un año durante 5000 años de simulación.

4.3.1. Algoritmo de la MGs-DG-PV-ESS Basado en SMCS.

La Figura 4.8 muestra el diagrama de flujo para el escenario II, es importante recordar que este algoritmo es llamado desde el algoritmo general dado en la sección 3.10.

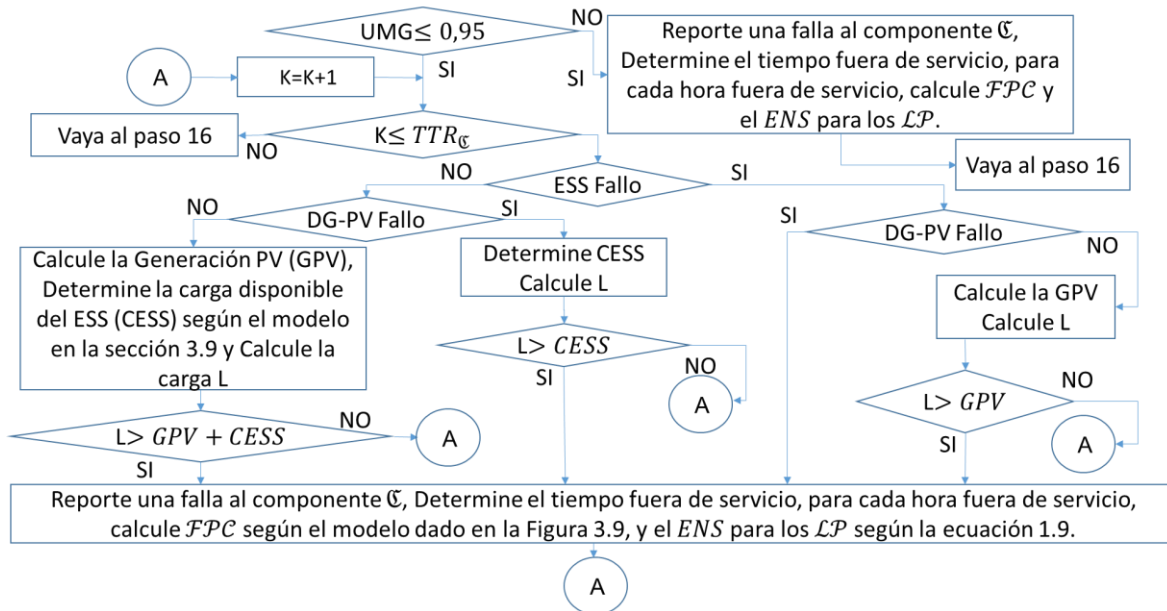


Fig.4.8. Diagrama de flujo de la MG-DG-PV-ESS, por el método de SMCS.

4.3.2. Evaluación del Impacto de los Niveles de Penetración DG-PV con ESS en la Confiabilidad del RDS

El impacto de la penetración DG-PV con ESS se evaluó para siete casos de estudio, en los que se varían los parámetros de la MG. Específicamente, la potencia nominal de las PV varía del 50% al 466% de la carga pico, esto es 51.6 kW y 32.02 kW, para PV1 y PV2 respectivamente; la potencia nominal del almacenamiento de energía será el 20% de la potencia nominal PV; la capacidad de almacenamiento de energía será 3 veces la potencia nominal de almacenamiento de energía; y la capacidad de almacenamiento mínimo será 10% de la capacidad de almacenamiento.

Como ya se mencionó se plantearon siete casos de estudio, en los cuales se varía el nivel de penetración DG en cada MG: 50%, 75%, 100%, 150%, 200%, 400% y 466%. Después de simular cada caso de estudio, se calcularon los índices de confiabilidad de los puntos de carga y del sistema de distribución con las MG y compararon con los obtenidos cuando no se introducen MGs. Las Figuras 4.9 a y b muestran la comparación de la tasa de falla y el

tiempo medio de interrupción anual respectivamente para los puntos de carga, para el caso de nivel penetración DG de 100%.

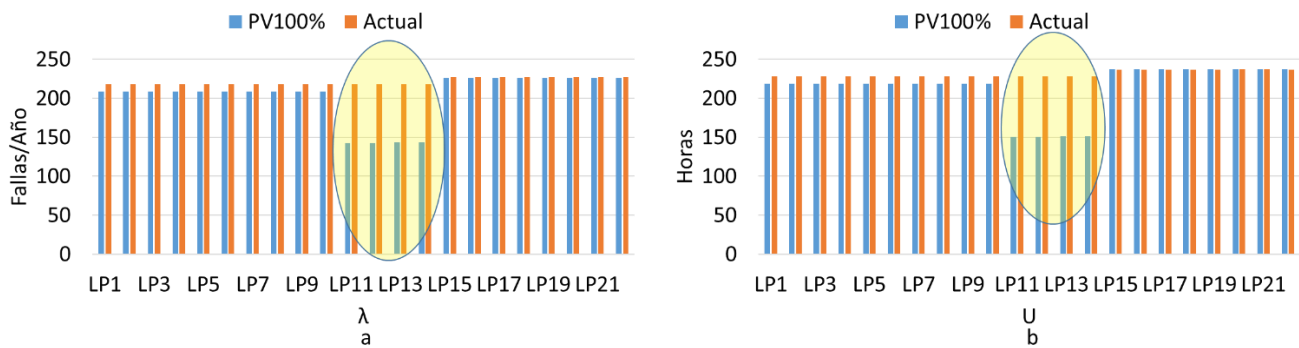


Fig.4.9. Comparación de la Tasa de Falla (a) y Comparación del Tiempo Medio de Interrupción Anual (b) para los Puntos de Carga, Escenario II, Caso Nivel Penetración DG 100%

En las Figuras 4.9 a y b se observa una mejoría en la confiabilidad en los puntos de carga donde se introducen las MG. Para un análisis más detallado las Figuras 4.10 a y b muestran la comparación de la tasa de falla y el tiempo medio de interrupción anual respectivamente para los puntos de carga seleccionados en las Figuras 4.9 a y b para cada caso de estudio.

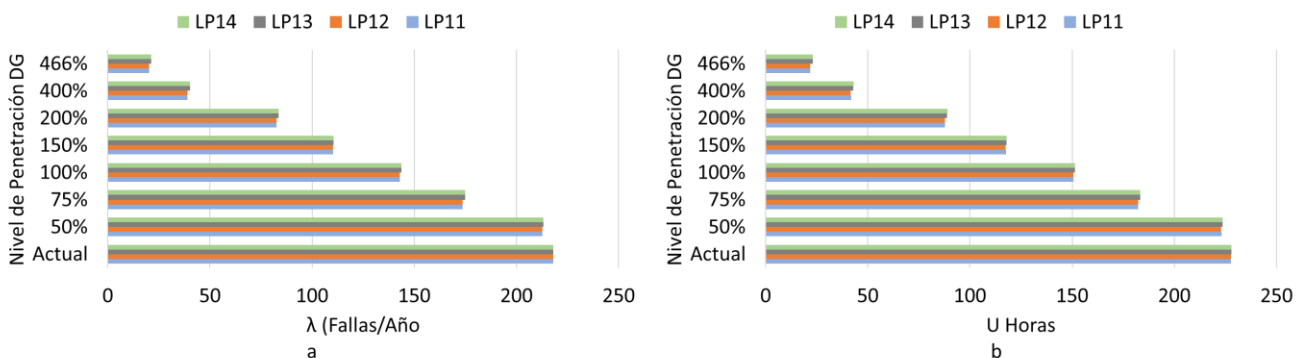


Fig.4.10. Comparación de la Tasa de Falla (a) y Comparación del Tiempo Medio de Interrupción Anual (b), Para los Puntos de Carga Seleccionados en la Figura 4.9, Escenario II, para Cada Caso de Estudio.

Por otro lado, en la Tabla 4.6 se muestra los índices SAIFI, SAIDI y EENS, de los puntos de carga estudiado (LPE) y del alimentador F1, para el sistema actual y para cada uno de los casos de estudio. Además, se muestra el porcentaje de mejoramiento de dichos indicadores en cada caso. La Figura 4.11 muestra los resultados de la Tabla 4.6.

De las Figuras 4.10 (a, b) y 4.11 se puede concluir que, primero, niveles de penetración DG-PV inferiores o iguales al 50%, aportan muy poco al mejoramiento de la confiabilidad.

Segundo, a medida que se aumentan los niveles de penetración mejoran los índices de confiabilidad en una relación lineal. Tercero, los resultados de los índices de confiabilidad se pueden utilizar para recomendar un nivel de penetración DG, que cumpla con un objetivo específico de confiabilidad. En este escenario tomamos el objetivo de confiabilidad para Colombia, dado en el documento CREG 010 del 2018 (ver Tabla 4.7) [164]. Por lo tanto, para alcanzar el objetivo planteado para el año 2028, en los puntos de carga donde se introduce la MG, se necesita un nivel de penetración DG-PV del 466%.

Tabla 4.6. Índices Calculados para los 7 Casos de Estudio, Escenario II

Nivel de Penetración DG-PV (NPDG-PV)		LPE	PM (%)*	F1	PM (%)	NPDG-PV	LPE	PM (%)	F1	PM (%)
Actual 0%	SAIFI	217.95		217.95		50%	212.88	2.33	211.11	3.13
	SAIDI	228.68		228.70			223.16	2.41	221.33	3.22
	EENS+	10.747		19.046			10.486	2.42	18.753	1.53
75%	SAIFI	174.06	20.1	186.67	14.3	100%	143.13	34.3	167.37	23.2
	SAIDI	182.68	20,1	195.70	14.4		150.81	34,1	176.09	23
	EENS+	8.392	21.9	16.644	12.6		6.808	36.6	15.102	20.7
150%	SAIFI	110.39	49.3	146.83	32.6	200%	82.953	61.9	129.46	40.6
	SAIDI	117.64	48.5	155.67	31.9		88.246	61.4	136.73	40.2
	EENS+	5.679	47.2	14.020	26.3		4.791	55.4	13.088	31.3
400%	SAIFI	39.484	81.9	102.16	53.1	466%	20.687	90.5	90.445	58.5
	SAIDI	42.195	81.5	107.58	52.9		22,328	90.2	95.415	58.3
	EENS+	2.616	75.6	10.893	42.8		1.202	88.8	9.514	50.1

+EENS (MW), * Porcentaje de Mejoramiento (PM (%))

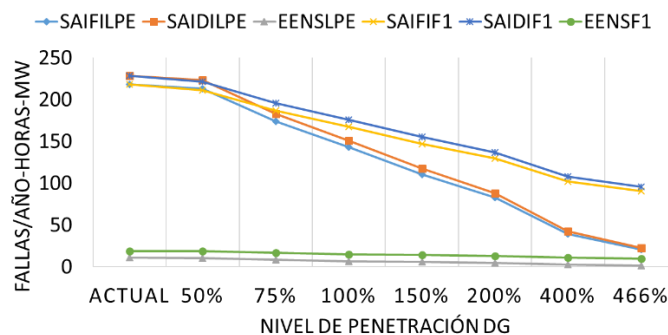


Fig.4.11. Índices SAIFI, SAIDI y EENS, de los Puntos de Carga Estudiado (LPE) y del Alimentador F1 con respecto al Nivel de Penetración DG, Escenario II

Tabla 4.7. Objetivo de Confiabilidad Colombia

Año	2016	2023	2028
SAIDI	38	25	17
SAIFI	49	32	21

4.4 ESCENARIO III: EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE NIVELES DE PENETRACIÓN DG-PV-MT EN LA CONFIABILIDAD DEL RDS

Para el escenario III, se introdujeron dos MG, como se muestra en la Figura 4.12, al RDS colombiano dado en la Figura 3.5. Los datos de confiabilidad, de carga y meteorológicos son los mismos tomados en el escenario I.

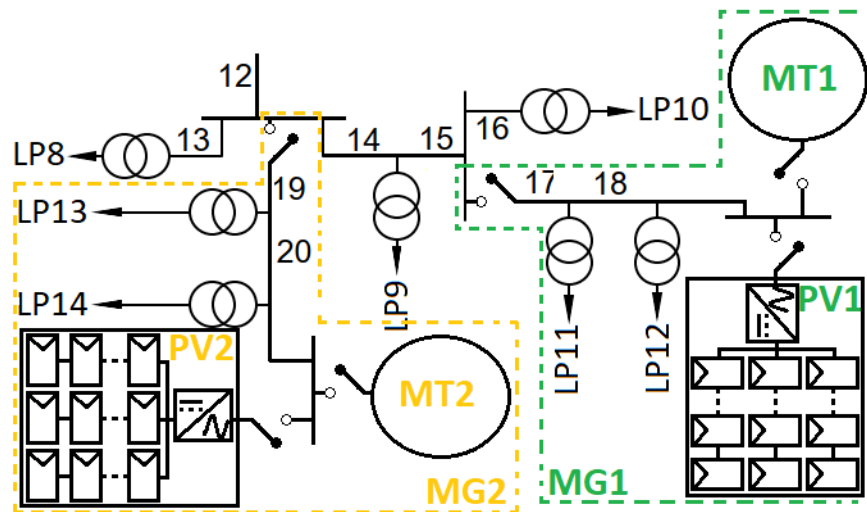


Fig.4.12. RDS colombiano, con MGs-PV-MT

El RDS modificado cuenta con dos MGs. Tanto la MG1 como la MG2 contienen dos DG: una PV y una MT. Además, la probabilidad de un cambio exitoso entre el modo de interconexión y el modo isla de las MG es la misma del escenario I. Los parámetros de confiabilidad de las PV y de las MT se muestran en la Tabla 4.8. Al igual que en escenario I, la SMCS se realizará por un año y se utilizarán 5000 años de simulación.

Tabla 4.8. Parámetros Confiabilidad de la DG

Nombre	λ (Fallas/Año)	MTTR(h)	Nombre	λ (Fallas/Año)	MTTR(h)
PV1	0.12	72	MT1	0.18	12
PV2	0.12	72	MT2	0.18	12

4.4.1. Algoritmo de la MGs-DG-PV-MT Basado en SMCS.

La Figura 4.13 muestra el diagrama de flujo para el escenario III, es importante recordar que este algoritmo es llamado desde el algoritmo general dado en la sección 3.10.

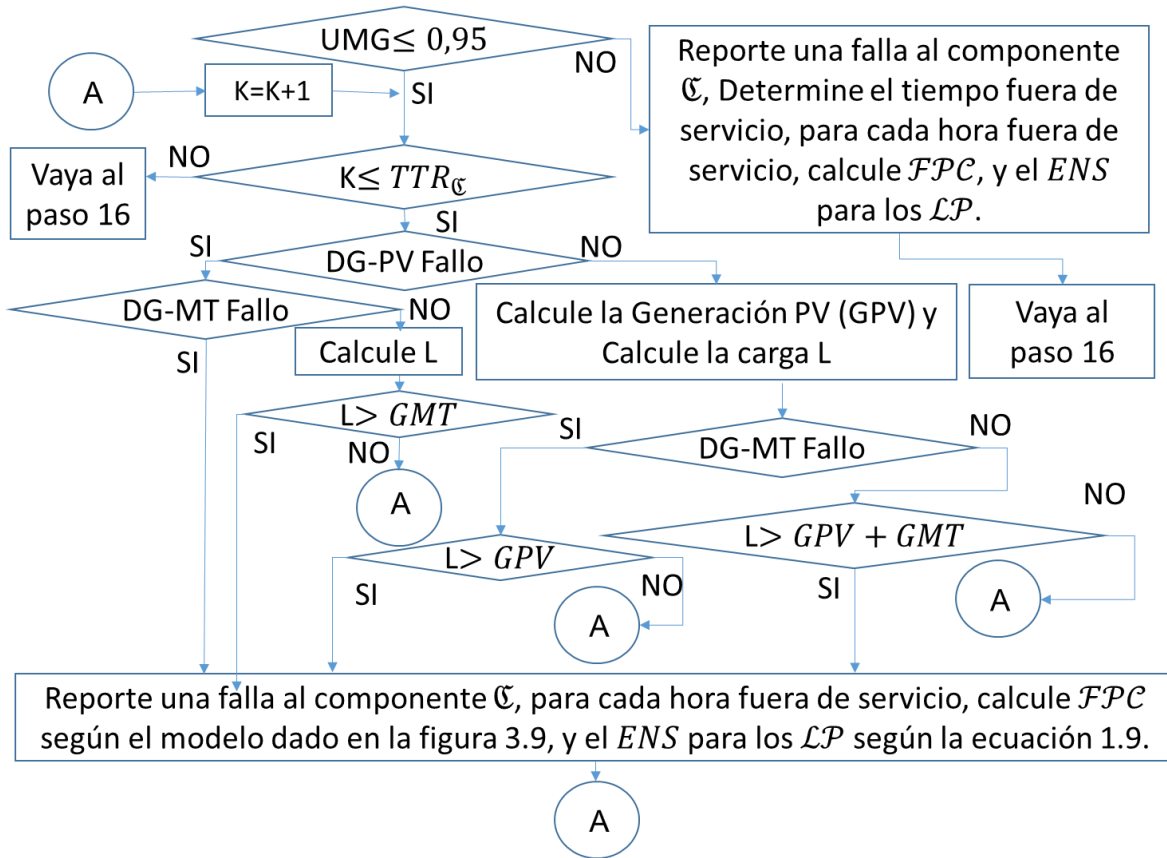


Fig.4.13. Diagrama de flujo de la MG-DG-PV-MT, por el método de SMCS.

4.4.2. Evaluación de la Penetración DG-PV-MT

El impacto de la penetración DG-PV-MT se evaluó para cinco casos de estudio en los cuales se varía el nivel de penetración DG-MT en cada MG: 20%, 40%, 60%, 80% y 93%, respectivamente. Para cada caso de estudio se analizaron 4 subcasos, en los cuales se varía el nivel de penetración DG-PV en cada MG: 50%, 75%, 100% y 200% respectivamente. Después de simular cada caso de estudio, el siguiente paso fue calcular los índices de confiabilidad de los puntos de carga y del sistema de distribución con las MG y compararlos con los obtenidos sin MGs.

La Tabla 4.9 muestra los índices SAIFI, SAIDI y EENS, de los puntos de carga estudiado (LPE) y del alimentador F1 para el sistema actual y para cada uno de los cinco casos de estudio. Además, se muestra el porcentaje de mejoramiento de dichos indicadores en cada caso. Las Figuras 4.16 y 4.17 muestra los resultados de la Tabla 4.9.

Tabla 4.9. SAIFI, SAIDI y EENS, para un nivel de penetración

DG-MT=20%

Nivel de Penetración DG-PV (NPDG-PV)		LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*					
Actual	SAIFI	217.95		217.95		NPDG-PV	LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*
	SAIDI	228.68		228.70						
	EENS+	10.747		19.046						
50%	SAIFI	207.18	4.93	207.59	4.75	75%	159.93	26.6	177.96	18.3
	SAIDI	217.49	4.89	217.9	4.72					
	EENS+	10.204	5.05	18.486	2.94					
100%	SAIFI	142.84	34.5	167.12	23.3	200%	129.14	40.7	158.41	27.3
	SAIDI	150.59	34.1	175.89	23.1					
	EENS+	6.796	28.8	15.085	16.3					

DG-MT=40%

Nivel de Penetración DG-PV (NPDG-PV)		LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*					
Actual	SAIFI	217.95		217.95		NPDG-PV	LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*
	SAIDI	228.68		228.70						
	EENS+	10.747		19.046						
50%	SAIFI	95.818	56	137.66	36.8	75%	87.341	59.9	132.24	39.3
	SAIDI	101.72	55.5	145.28	36.5					
	EENS+	5.452	49.2	13.757	27.8					
100%	SAIFI	85.254	60.9	130.93	39.9	200%	82.051	62.4	128.81	40.9
	SAIDI	90.638	60.4	138.30	39.5					
	EENS+	4.913	54.3	13.218	30.6					

DG-MT=60%

Nivel de Penetración DG-PV (NPDG-PV)		LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*					
Actual	SAIFI	217.95		217.95		NPDG-PV	LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*
	SAIDI	228.68		228.70						
	EENS+	10.747		19.046						
50%	SAIFI	56.54	74.1	112.74	48.3	75%	55.999	74.3	112.49	48.4
	SAIDI	60.239	73.7	118.97	48					
	EENS+	3.742	65.2	12.022	36.9					
100%	SAIFI	55.639	74.5	112.23	48.5	200%	53.832	75.3	111.15	49
	SAIDI	58.862	74.3	117.77	48.5					
	EENS+	3.673	65.8	11.923	37.4					

DG-MT=80%

Nivel de Penetración DG-PV (NPDG-PV)		LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*					
Actual	SAIFI	217.95		217.95		NPDG-PV	LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*
	SAIDI	228.68		228.70						
	EENS+	10.747		19.046						
50%	SAIFI	41.026	81.2	102.97	52.7	75%	40.539	81.4	102.82	52.8
	SAIDI	44.134	80.7	109.01	52.3					
	EENS+	2.77	74.2	11.068	41.9					
100%	SAIFI	40.83	81.2	102.88	52.8	200%	38.968	82.1	101.85	53.2
	SAIDI	43.942	80.8	109.13	52.3					
	EENS+	2.732	74.6	11.057	41.9					

Continuación Tabla 4.9 DG-MT=93%

Nivel de Penetración DG-PV (NPDG-PV)		LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*					
Actual	SAIFI	217.95		217.95		NPDG-PV	LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*
	SAIDI	228.68		228.70						
	EENS+	10.747		19.046						
50%	SAIFI	20.186	90.7	90.05	58.7	75%	20.257	90.7	89.957	58.7
	SAIDI	21.771	90.5	94.827	58.5		21.823	90.5	94.762	58.6
	EENS+	1.172	89.1	9.459	50.3		1.177	89.0	9.454	50.4
100%	SAIFI	20.946	90.4	90.438	58.5	200%	20.647	90.5	90.2	58.6
	SAIDI	22.538	90.1	95.105	58.4		22.38	90.2	95.5	58.2
	EENS+	1.212	88.7	9.48	50.2		1.201	88.8	9.524	49.9

+EENS (MW), * Porcentaje de Mejoramiento (PM (%))

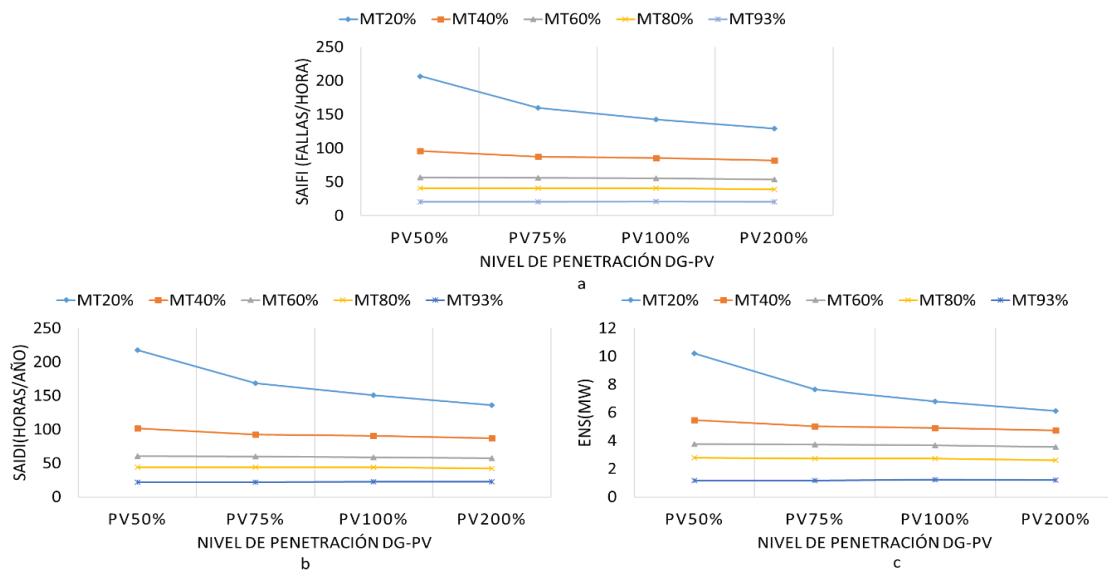


Fig.4.14. Índices (a) SAIFI, (b) SAIDI y (c) ENS de los Puntos de Carga Estudiado (LPE).

A partir de las Figuras 4.14 a, b y c pueden extraerse los siguientes hallazgos. Primero, para niveles de penetración DG-MT Mayores a 40%, los índices de confiabilidad se mantienen aproximadamente constantes al variar los niveles de penetración DG-PV. Este resultado sugiere que para niveles de penetración DG-MT mayores a 40%, los sistemas PV no aportan al mejoramiento de la confiabilidad. Segundo, los resultados de los índices de confiabilidad, se pueden utilizar para recomendar un nivel de penetración DG, que cumpla con un objetivo específico de confiabilidad. En este escenario tomamos el objetivo de confiabilidad para Colombia, dado en el documento CREG 010 del 2018 (ver Tabla 4.7) [164]. Por lo tanto, para alcanzar el objetivo planteado para el año 2028, en los puntos de carga donde se introduce la MG, se requiere un nivel de penetración DG-MT del 93%.

4.5 ESCENARIO IV: USO DE ESS COMO POTENCIADORES DE LA CONFIABILIDAD DEL RDS CON MG-PV

Para el escenario IV, al RDS colombiano dado en la Figura 3.5, se le introdujeron dos MG, como se muestra en la Figura 4.15. Los datos de confiabilidad, de carga y meteorológicos son los mismos tomados en la sección 4.4.

El RDS modificado cuenta con dos MGs, tanto la MG1 como la MG2, contiene una DG, PV, además de un sistema ESS. En este caso, la probabilidad de un cambio exitoso entre el modo de interconexión y el modo isla de las MG es la misma del escenario I. Los parámetros de confiabilidad de las PV y de los ESS se muestran en la Tabla 4.5. Igual que en escenario I, en este escenario la SMCS se realizará por un año y se utilizarán 5000 años de simulación.

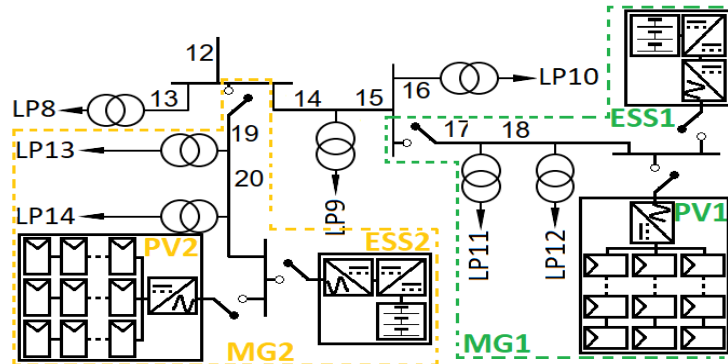


Fig.4.15. RDS colombiano, con MGs-PV-ESS

4.5.1. Algoritmo de la MGs-DG-PV-ESS Basado en SMCS.

Este algoritmo sigue la misma estructura dada en el diagrama de flujo de la Figura 4.8.

4.5.2. Evaluación de la Penetración DG-PV-ESS

El impacto de la penetración DG-PV-ESS, se evaluó para 7 casos de estudio, en los cuales se varía la capacidad de almacenamiento de energía (CA) del ESS: 20%, 40%, 60%, 80%, 100%, 110% y 200% de la carga pico, respectivamente. Para cada caso de estudio se analizaron 4 subcasos, en los cuales se varía la potencia nominal del almacenamiento de energía (PNA): 25%, 50%, 75% y 100% de la capacidad de almacenamiento, respectivamente. Para todos los casos la capacidad de almacenamiento mínimo (CAM) será 10% de la capacidad de almacenamiento y el nivel de penetración DG-PV será del 100%. Después de simular cada

caso de estudio, se calcularon los índices de confiabilidad de los puntos de carga y del sistema de distribución con las MG y compararlos con los obtenidos sin MG.

La Tabla 4.10 muestran los índices SAIFI, SAIDI y EENS para los puntos de carga estudiados (LPE) y del alimentador F1, para el sistema actual y para cada uno de los siete casos de estudio. Además, se muestra el porcentaje de mejoramiento de dichos indicadores en cada caso. Las Figuras 4.16 y 4.17 muestra los resultados dichas tabla.

Tabla 4.10. SAIFI, SAIDI y EENS, para DG-PV=100% y CAM=10%

CA=20%

PNA		LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*					
Actual	SAIFI	217.95		217.95		PNA	LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*
	SAIDI	228.68		228.70						
	ENS+	10.747		19.046						
25%	SAIFI	162.94	25.2	179.64	17.6	50%	155.24	28.8	174.96	19.7
	SAIDI	171.11	25.2	188.41	17.6					
	ENS+	7.796	27.5	16.048	15.7					
75%	SAIFI	148.23	32	170.53	21.8	100%	144.81	33.6	168.41	22.7
	SAIDI	156.58	31.5	179.79	21.4					
	ENS+	7.07	34.2	15.37	19.3					

CA=40%

PNA		LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*					
Actual	SAIFI	217.95		217.95		PNA	LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*
	SAIDI	228.68		228.70						
	ENS+	10.747		19.046						
25%	SAIFI	154.94	28.9	174.83	19.8	50%	142.72	34.5	166.96	23.4
	SAIDI	163.68	28.4	184.43	19.4					
	ENS+	7.413	31	15.73	17.4					
75%	SAIFI	115.64	46.9	150.09	31.1	100%	93.469	57.1	136.08	37.6
	SAIDI	122.56	46.4	158.03	30.9					
	ENS+	5.895	45.1	14.16	25.6					

CA=60%

PNA		LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*					
Actual	SAIFI	217.95		217.95		PNA	LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*
	SAIDI	228.68		228.70						
	ENS+	10.747		19.046						
25%	SAIFI	148.30	32	170.55	21.7	50%	115.67	46.9	150.08	31.1
	SAIDI	156.92	31.4	180.15	21.2					
	ENS+	7.09	34	15.406	19.1					
75%	SAIFI	76.226	65	125.1	42.6	100%	61.789	71.6	116.16	46.7
	SAIDI	82.877	63.8	133.01	41.8					
	ENS+	4.533	57.8	12.795	32.8					

Continuación Tabla 4.10 CA=80%

PNA		LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*									
Actual	SAIFI	217.95		217.95		PNA	LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*				
	SAIDI	228.68		228.70										
	EENS+	10.747		19.046										
25%	SAIFI	142.8	34.5	167.08	23.3	50%	85.18	61	130.84	40				
	SAIDI	150.87	34	176.21	22.9						90.68	60.3	138.25	39.6
	EENS+	6.808	36.6	15.11	20.7						4.915	54.3	13.213	30.6
75%	SAIFI	57.377	73.7	113.45	47.9	100%	47.994	78	107.62	50.6				
	SAIDI	62.556	72.6	120.72	47.2						53.334	76.7	115.12	49.7
	EENS+	3.755	65.1	12.064	36.7						3.183	70.4	11.517	39.5

CA=100%

PNA		LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*									
Actual	SAIFI	217.95		217.95		PNA	LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*				
	SAIDI	228.68		228.70										
	ENS+	10.747		19.046										
25%	SAIFI	137.75	36.8	163.95	24.8	50%	61.774	71.7	116.20	46.7				
	SAIDI	145.25	36.5	172.57	24.5						66.106	71.1	123.08	46.2
	ENS+	6.572	38.8	14.868	21.9						3.994	62.8	12.319	35.3
75%	SAIFI	46.089	78.9	106.3	51.2	100%	28.128	87.1	94.948	56.4				
	SAIDI	50.123	78.1	112.93	50.6						32.008	86	101.32	55.7
	ENS+	3.055	71.6	11.371	40.3						1.791	83.3	10.091	47

CA=110%

PNA		LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*									
Actual	SAIFI	217.95		217.95		PNA	LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*				
	SAIDI	228.68		228.70										
	ENS+	10.747		19.046										
25%	SAIFI	128.34	41.1	157.96	27.5	50%	56.334	74.1	112.66	48.3				
	SAIDI	135.31	40.8	166.06	27.4						60.018	73.8	118.99	48
	ENS+	6.276	41.6	14.546	23.6						3.735	65.2	12.036	36.8
75%	SAIFI	37.639	82.7	100.81	53.7	100%	18.843	91.3	89.167	59.1				
	SAIDI	40.976	82.1	106.54	53.4						22.952	90	96.170	57.9
	ENS+	2.475	77	10.728	43.7						1.027	90.4	9.378	50.8

CA=200%

PNA		LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*									
Actual	SAIFI	217.95		217.95		PNA	LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*				
	SAIDI	228.68		228.70										
	ENS+	10.747		19.046										
25%	SAIFI	61.511	71.8	115.96	46.8	50%	15.951	92.7	87.272	60				
	SAIDI	65.44	71.4	122.46	46.6						17.492	92.3	92.011	59.8
	ENS+	3.97	63.1	12.269	35.6						0.815	92.4	9.09	52.3
75%	SAIFI	16.806	92.3	87.863	59.7	100%	15.647	92.8	87.093	60				
	SAIDI	18.505	91.9	93.197	59.2						17.186	92.5	92.26	59.7
	ENS+	0.86	92	9.195	51.7						0.802	92.5	9.123	52.1

+ENS (MW), * Porcentaje de Mejoramiento (PM (%)).

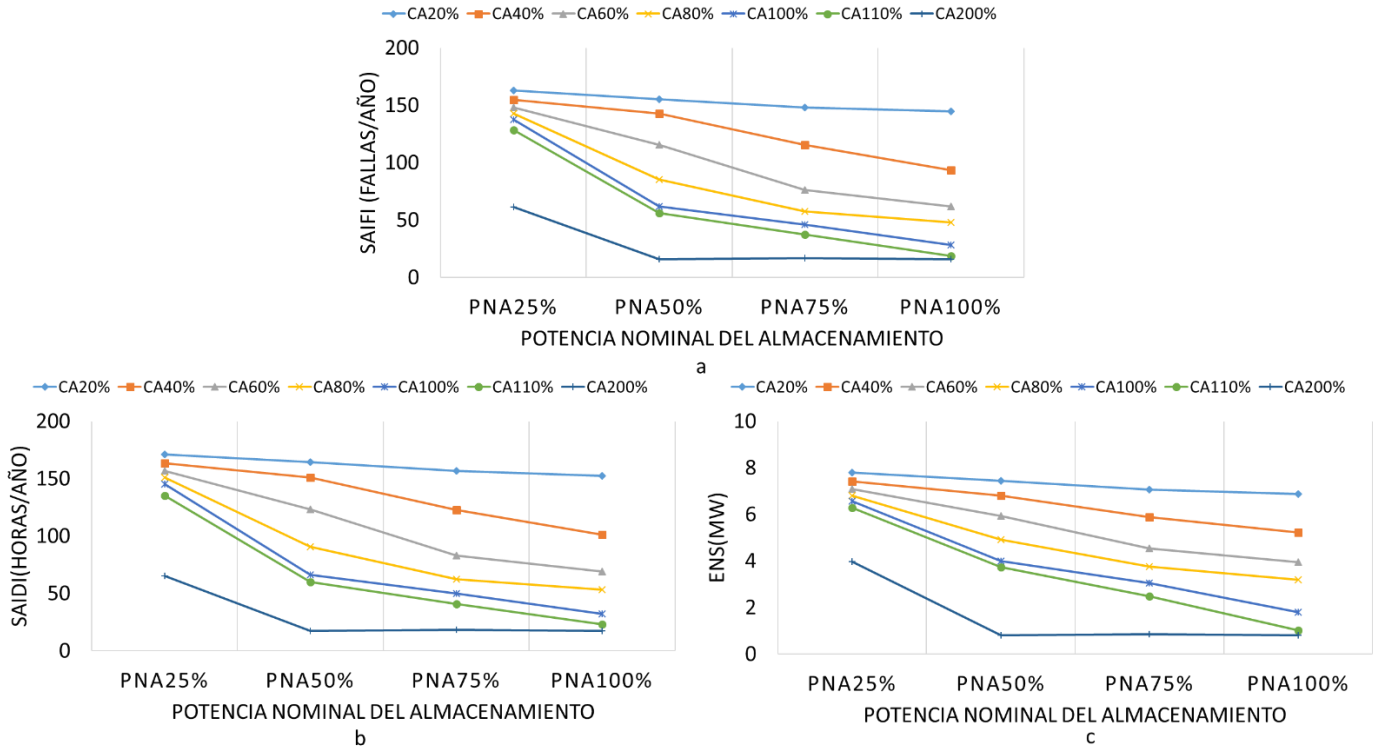


Fig.4.16. Índices SAIFI (a), SAIDI (b) y EENS (c), de los Puntos de Carga Estudiado (LPE), para DG-PV=100%, CAM=10%, CA=20%-200% y PNA variable.

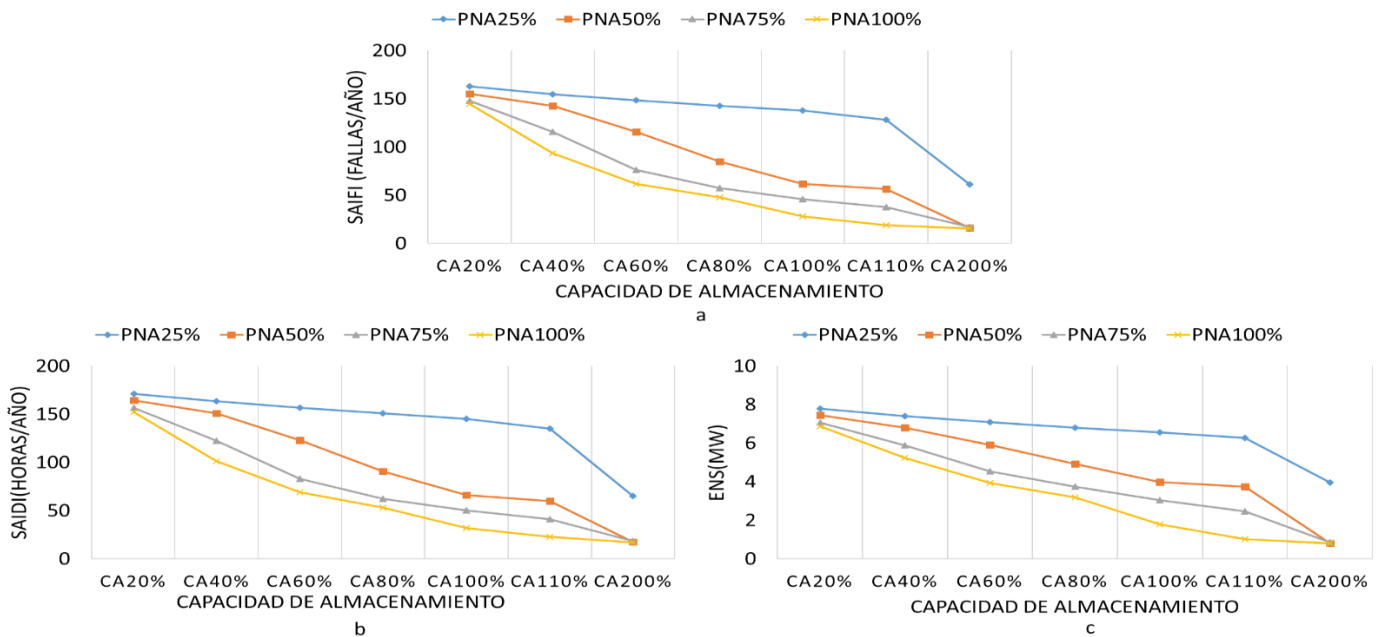


Fig.4.17. Índices SAIFI (a), SAIDI (b) y ENS (c) de los Puntos de Carga Estudiado (LPE), para DG-PV=100%, CAM=10%, PNA=25%-100% y CA variable.

Se supone que la introducción a gran escala de ESS, en RDS para aplicaciones de balance energético conducirá a mejorar la confiabilidad del RDS, debido a la capacidad del ESS de

reestablecer el suministro de energía después de ocurrida una falla. Por lo tanto, los beneficios de los ESS en la confiabilidad del RDS deben ser evaluados. Con este objetivo, en este escenario, se analizó el impacto de los niveles de PNA y CA del ESS en el RDS. En las Figuras 4.16 a, b y c pudimos apreciar que, primero, para niveles de PNA del 25% no se alcanzan los objetivos de confiabilidad del país, con ninguno de los CA estudiados. Segundo, para una CA del 110% y un PNA del 75% se alcanzan los objetivos para el 2016. Ahora, para alcanzar los objetivos trazados para el año 2028, se requeriría una CA del 200% y un PNA del 75%.

4.6 ESCENARIO V: EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA INTRODUCCIÓN DE MGS CON DG-PV-ESS-MT EN LA CONFIABILIDAD DEL RDS

Para el escenario V, al sistema de distribución rural colombiano dado en la Figura 3.5 se le introdujeron dos MG, como se muestra en la Figura 4.18. Los datos de confiabilidad, de carga y meteorológicos son los mismos tomados en la sección anterior.

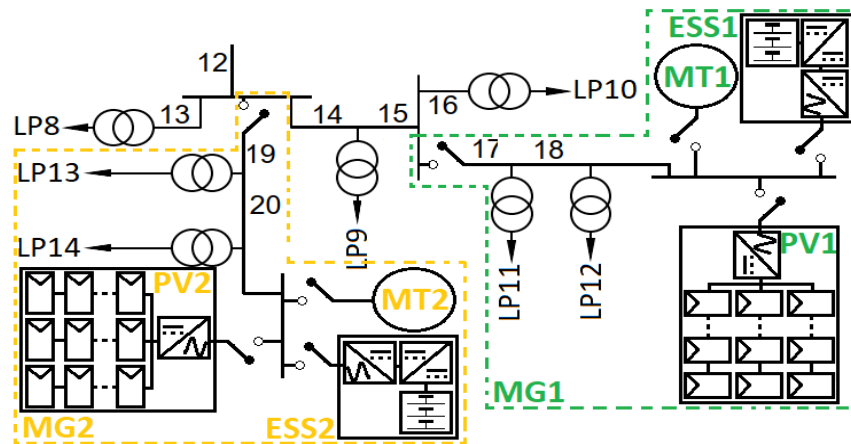


Fig.4.18. RDS colombiano, con MGs-PV-ESS-MT

El DS modificado cuenta con dos MGs. Tanto la MG1 como la MG2 contiene dos DG, una PV y una MT, además de un sistema ESS. Por otro lado, la probabilidad de un cambio exitoso entre el modo de interconexión y el modo isla de las MG es la misma del escenario I. Los parámetros de confiabilidad del ESS se muestran en la Tabla 4.5 y los de las DG-PV y DG-MT

se muestran en la Tabla 4.8. Al igual que en escenario I, en este escenario la SMCS se realizará por un año y se utilizarán 5000 años de simulación.

4.6.1. Algoritmo de la MGs-DG-PV-ESS Basado en SMCS.

La Figura 4.19 muestra el diagrama de flujo para el escenario V, es importante recordar que este algoritmo es llamado desde el algoritmo general dado en la sección 3.10.

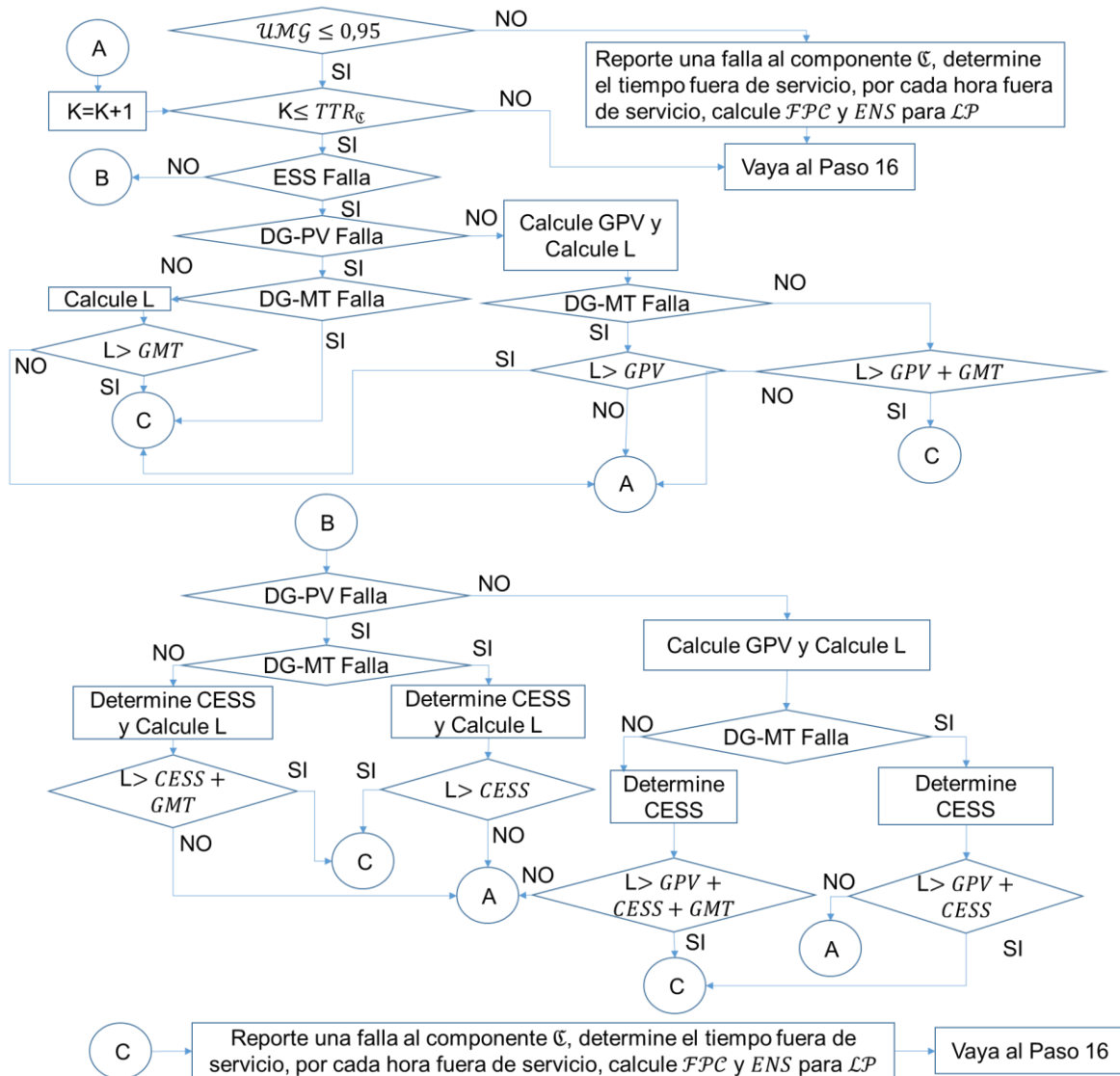


Fig.4.19. Diagrama de flujo de la MG-DG-PV-MT, por el método de SMCS.

4.6.2. Evaluación de la Penetración DG-PV-ESS

El impacto de la penetración DG-PV-ESS-MT sobre la confiabilidad del RDS se evaluó primero para 3 casos de estudio en los cuales se varía el nivel de penetración DG-MT en cada MG: 10%, 20% y 50%, respectivamente. Para cada uno de estos casos de estudio se analizaron 4 subcasos, en los cuales se varía la PNA: 25%, 50%, 75% y 100% de la CA, respectivamente. Para todos estos los casos el nivel de penetración DG-PV será del 100%, la CA de energía será del 100% de la carga pico y la CAM será 10% de la CA. Seguidamente, se analizaron 3 nuevos casos de estudio, en los cuales se varía la CA de energía del ESS: 80%, 90%, y 110% de la carga pico, respectivamente. Las Tablas 4.11 y 4.12 muestran los índices SAIFI, SAIDI y EENS, de los puntos de carga estudiado (LPE) y del alimentador F1, para el sistema actual y para cada uno de los casos de estudio. Además, se muestra el porcentaje de mejoramiento de dichos indicadores en cada caso. Las Figuras de la 4.20 a la 4.23 muestran los resultados.

Tabla 4.11. SAIFI, SAIDI y EENS, para DG-PV=100%, CA=100% y CAM=10%
DG-MT= 10%

PNA		LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*									
Actual	SAIFI	217.95		217.95		PNA	LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*				
	SAIDI	228.68		228.70										
	ENS+	10.747		19.046										
25%	SAIFI	93.842	56.9	136.42	37.4	50%	55.725	74.4	112.32	48.5				
	SAIDI	99.557	56.5	143.91	37.1						59.246	74.1	118.40	48.2
	ENS+	5.228	51.4	13.529	29									
75%	SAIFI	32.972	84.9	98.046	55	100%	18.137	91.7	88.651	59.3				
	SAIDI	36.478	84.1	103.94	54.6						21.758	90.5	94.991	58.5
	ENS+	2.132	80.2	10.406	45.4									

DG-MT= 20%,

PNA		LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*									
Actual	SAIFI	217.95		217.95		PNA	LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*				
	SAIDI	228.68		228.70										
	ENS+	10.747		19.046										
25%	SAIFI	74.17	66	123.82	43.2	50%	46.919	78.5	106.90	51				
	SAIDI	79.17	65.4	131.07	42.7						50.438	78	113.18	50.5
	ENS+	4.491	58.2	12.796	32.8									
75%	SAIFI	20.411	90.6	90.049	58.7	100%	17.621	91.9	88.260	59.5				
	SAIDI	23.623	89.7	95.845	58.1						21.185	90.7	94.761	58.6
	ENS+	1.142	89.4	9.417	50.6									

Continuación de la Tabla 4.11. DG-MT= 50%

PNA		LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*					
Actual	SAIFI	217.95		217.95		PNA	LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*
	SAIDI	228.68		228.70						
	ENS+	10.747		19.046						
25%	SAIFI	44.476	79.6	105.33	51.7	50%	16.337	92.5	87.513	59.8
	SAIDI	47.478	79.2	111.19	51.4					
	ENS+	2.977	72.3	11.283	40.8					
75%	SAIFI	16.057	92.6	87.5	59.9	100%	17.119	92.2	88.131	59.6
	SAIDI	17.747	92.2	92.306	59.6					
	ENS+	0.829	92.3	9.117	52.1					
							0.894	91.7	9.179	51.8

+ENS (MW), * Porcentaje de Mejoramiento (PM (%)).

Tabla 4.12. SAIFI, SAIDI y EENS, para DG-PV=100%, DG-MT= 20% y CAM=10%

CA=80%

PNA		LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*					
Actual	SAIFI	217.95		217.95		PNA	LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*
	SAIDI	228.68		228.70						
	ENS+	10.747		19.046						
25%	SAIFI	85.005	61	130.8	40	50%	56.035	74.3	112.60	48.3
	SAIDI	90.431	60.5	138.14	39.6					
	ENS+	4.902	54.4	13.201	30.7					
75%	SAIFI	41.066	81.2	103.006	52.7	100%	23.543	89.2	92.022	57.8
	SAIDI	44.892	80.4	109.389	52.2					
	ENS+	2.742	74.5	11.033	42.1					
							1.418	86.8	9.716	49

CA=90%

PNA		LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*					
Actual	SAIFI	217.95		217.95		PNA	LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*
	SAIDI	228.68		228.70						
	ENS+	10.747		19.046						
25%	SAIFI	77.955	64.2	126.32	42	50%	54.055	75.2	111.32	48.9
	SAIDI	82.678	63.8	132.95	41.9					
	ENS+	4.627	56.9	12.895	32.3					
75%	SAIFI	31.071	85.7	96.723	55.6	100%	17.76	91.9	88.490	59.4
	SAIDI	34.352	85	102.9	55					
	ENS+	2.004	81.3	10.301	46					
							0.929	91.4	9.205	51.7

CA=110%

PNA		LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*					
Actual	SAIFI	217.95		217.95		PNA	LPE	PM (%)*	F1	PM (%)*
	SAIDI	228.68		228.70						
	ENS+	10.747		19.046						
25%	SAIFI	67.793	68.9	120.07	44.9	50%	44.592	79.5	105.17	51.7
	SAIDI	71.887	68.6	126.50	44.7					
	ENS+	4.23	60.6	12.534	34.2					
75%	SAIFI	17.224	92.1	88.070	59.6	100%	17.221	92.1	88.112	59.6
	SAIDI	20.282	91.1	93.875	59					
	ENS+	0.904	91.6	9.192	51.7					
							0.907	91.6	9.211	51.6

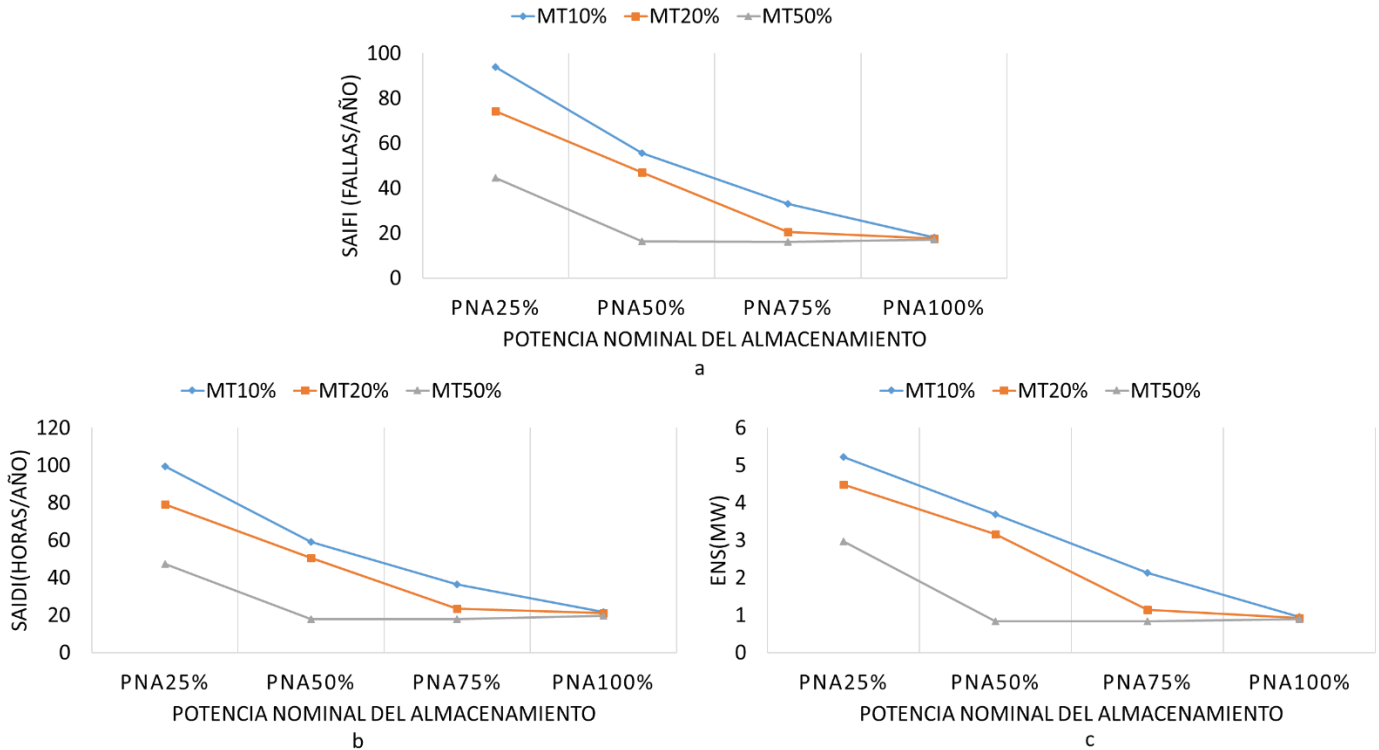


Fig.4.20. Índices SAIFI (a), SAIDI (b) y EENS (c), de los Puntos de Carga Estudiado (LPE), para DG-PV=100%, DG-MT= 10%-20%-50% CA=100%, CAM=10% y PNA variable.

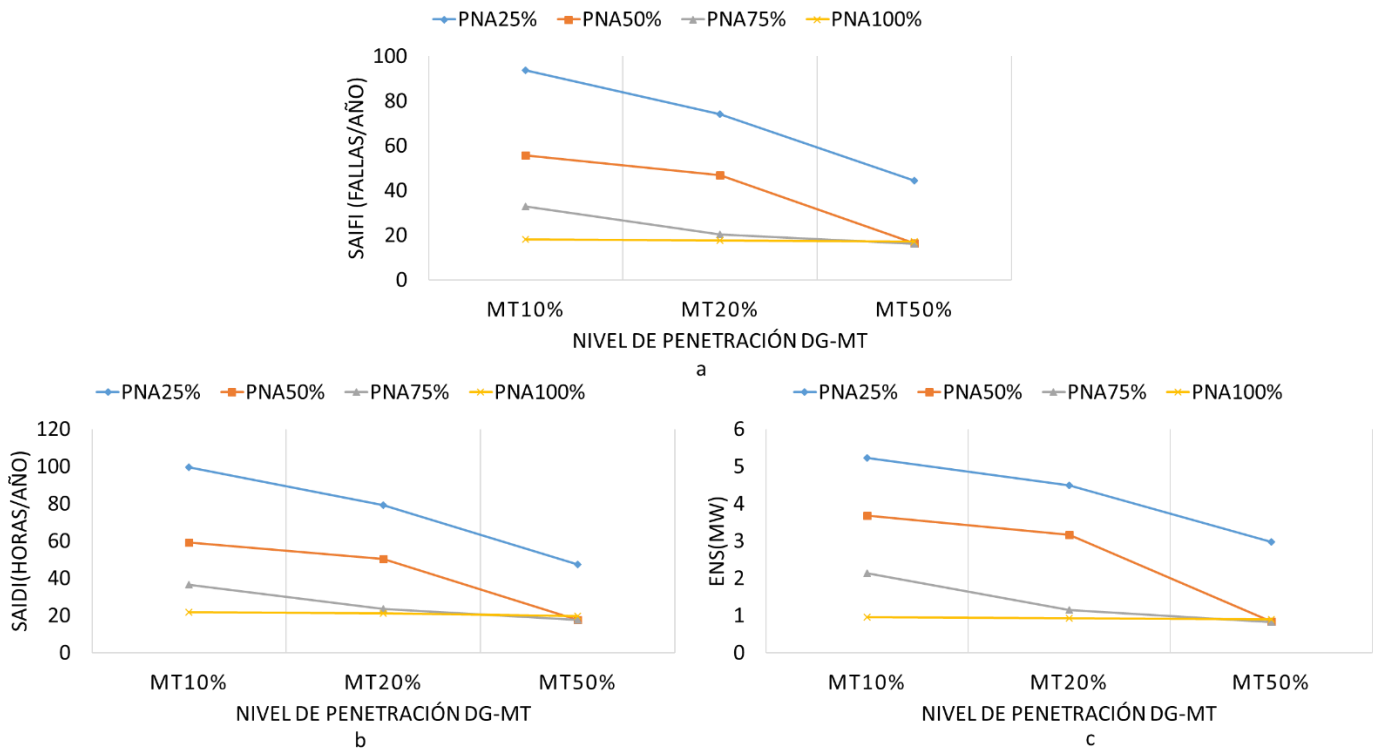


Fig.4.21. Índices SAIFI (a), SAIDI (b) y ENS (c) de los Puntos de Carga Estudiado (LPE), para DG-PV=100%, CA=100%, CAM=10%, PNA=25%-100% y DG-MT variable.

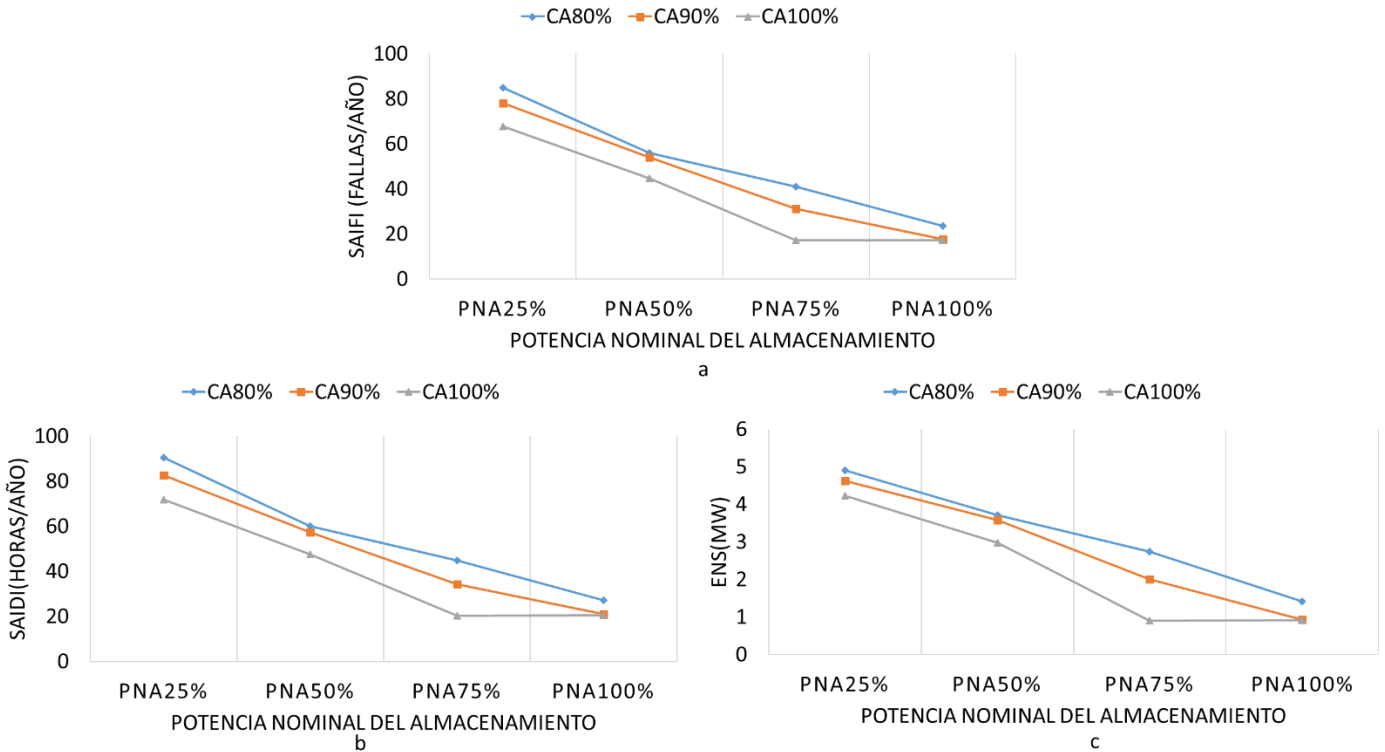


Fig.4.22. Índices SAIFI (a), SAIDI (b) y EENS (c), de los Puntos de Carga Estudiado (LPE), para DG-PV=100%, DG-MT=20%, CA=80%-100%, CAM=10% y PNA variable.

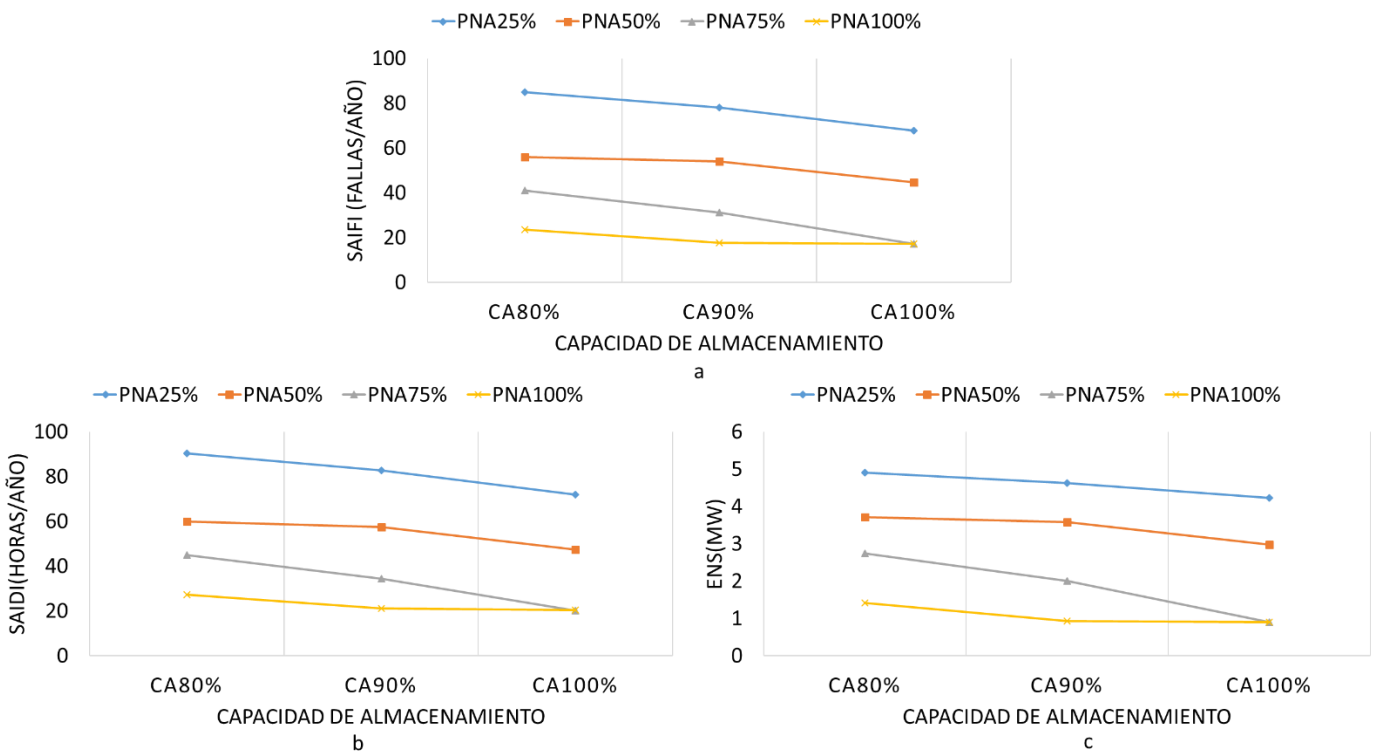


Fig.4.23. Índices SAIFI (a), SAIDI (b) y ENS (c) de los Puntos de Carga Estudiado (LPE), para DG-PV=100%, DG-MT=20%, CAM=10%, PNA=25%-100% y CA variable.

En este escenario se evalúa el impacto de ingresar MG híbridas que contengan DG-PV, DG-MT y ESS en la confiabilidad del RDS, las Tablas 4.11, 4.12 y las Figuras de la 4.20 a la 4.23 (a, b y c respectivamente), muestran que la metodología presentada permite el correcto dimensionamiento del nivel de penetración de DG renovables y DG no renovable. Además, de la CA y PNA de la ESS. De dichas figuras y tablas se pueden extraer diferentes combinaciones de MG híbridas que cumplen con los objetivos planteados en el país a mediano y largo plazo. Demostrando que este enfoque permite la selección y combinación de parámetros de los diferentes sistemas que constituyen las MGs para cumplir con un objetivo de confiabilidad predefinido.

4.7. CONCLUSIONES

En este capítulo evaluamos el efecto de la introducción de MG para mejorar la confiabilidad de los RDS utilizando el método SMCS. Además, exploramos diferentes niveles de penetración de DG renovables como DG-PV, los niveles de penetración de DG convencionales como DG-MT y ESS, mientras evaluamos el efecto de diferentes niveles de PNA.

Aunque utilizamos un RDS colombiano como estudio de caso, nuestro enfoque se puede generalizar a otros RDS en países en desarrollo. Mediante el uso de diferentes escenarios, pudimos mostrar cómo los resultados de una evaluación de confiabilidad pueden ser útiles para recomendar el dimensionamiento de los diferentes sistemas que componen las MG, con el fin último de cumplir con objetivos específicos de confiabilidad. El estudio verificó que la introducción de DG-PV por sí sola no lograría los objetivos de confiabilidad establecidos (para el país del caso de estudio), sugiriendo la necesidad de introducir MG híbridas y enfatizando el correcto dimensionamiento del nivel de penetración de DG renovables, DG no renovables y el PNA de la ESS. Este resultado muestra que el enfoque del método de modelado y solución es útil para evaluar la confiabilidad de un sistema complejo, pero también proporciona una herramienta para diseñarlo.

Capítulo 5

5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

5.1 CONCLUSIONES

En esta tesis se mostró que, un método basado en simulación computacional de Monte Carlo con enfoque secuencial y uso de datos reales permite la evaluación de confiabilidad de sistemas de distribución rural con aplicaciones de Microgrids, aún para sistemas de distribución a gran escala que involucren condiciones de operación complejas. Se identificó que, para los escenarios propuestos, la inclusión de componentes de Microgrids inducen un incremento en la confiabilidad del sistema de distribución rural. Estos resultados abren una oportunidad en áreas de trabajo relacionadas con el sistema energético, en cuanto a que se podría proyectar la actualización de los sistemas de distribución rurales teniendo como base la confiabilidad de estos. Con ello, se identifica también posibles configuraciones y componentes con los que este tipo de sistemas alcanzarían un mejor desempeño.

En cuanto al análisis detallado de la evaluación de confiabilidad de sistemas de distribución rural con aplicaciones de MGs, esta tesis enfatiza en los siguientes aspectos. En el Capítulo 1 se elaboró una revisión y categorización de trabajos recientes y relevantes reportados en la literatura durante los últimos años, con relación al tema en estudio. Con esta revisión se introdujo el concepto de evaluación de confiabilidad en Microgrids. En ese caso, primero se presentó una contextualización de la evaluación de confiabilidad en el sistema eléctrico, dado su soporte teórico para la evaluación de confiabilidad del sistema de distribución rural con Microgrids. Luego, se definieron las Microgrids y cada uno de sus subsistemas, tomando como hilo conductor las siguientes preguntas: (1) ¿por qué es importante evaluar la confiabilidad en las Microgrids? y (2) ¿cómo influye la introducción de Microgrids, en la confiabilidad de los sistemas de distribución? Finalmente, se describió el efecto que los subsistemas de una Microgrid introducen dentro de la confiabilidad.

En una forma similar, el Capítulo 2 exploró una colección de métodos analíticos utilizados comúnmente en la literatura para la evaluación de confiabilidad en sistemas de distribución. Adicionalmente se exploraron los métodos de simulación de Monte Carlo dentro del mismo objetivo. En el proceso de esta exploración, los métodos analíticos, Árbol de Falla, Análisis de Modo y Efecto de la Falla, Modelo de Redes, Markov, entre otros y los métodos de simulación Monte Carlo secuencial y no secuencial fueron abordados, conduciendo a un levantamiento de ventajas, desventajas, aplicaciones y tendencias, las cuales servirán de guía al momento de requerir la selección de uno de estos métodos dentro de un proceso afín al desarrollado en esta tesis. En principio, se observó que para sistemas a gran escala que involucran condiciones de operación complejas, siendo este el caso de los sistemas de distribución rurales con Microgrids, la simulación secuencial de Monte Carlo es la que mejor desempeño presenta para las necesidades del problema, partiendo de su fuerte adaptabilidad, estructura simple del programa y dimensiones del sistema de estudio irrelevantes.

Una vez definido el método, en el Capítulo 3 se modeló un sistema de distribución rural real introduciéndole componentes de Microgrids. Se tomó como caso de estudio, un sistema de distribución rural colombiano. Identificando que, para el ámbito nacional, los sistemas de distribución son poco confiables y han sufrido un deterioro pronunciado desde el año 2011. Este comportamiento puede ser evidenciado para un caso de un sistema de distribución rural de la región caribe colombiana, ya que esta región presenta los peores indicadores de confiabilidad del país. Puntualmente, se puede decir que el uso de información real del sistema de distribución rural colombiano dentro de la simulación, conduce a una validación de índices de confiabilidad que se asemejan a los proyectados dentro del sistema de distribución rural actual. En este trabajo para la introducción de las aplicaciones de MG, el proceso inicia por el modelo de la generación convencional utilizando un modelo de dos estados de Markov. Luego, se modelan los sistemas de generación renovables PV y WTG, empleando para ello un modelo estadístico para la potencia de salida, más un modelo de dos estados Markov. Seguidamente, se presenta un modelo recursivo del ESS, en el cual se usa la disponibilidad del ESS para cuantificar su

influencia en los índices de confiabilidad. Por último, se propone un algoritmo recursivo basado en la SMCS, el cual integra todos los modelos desarrollados, obteniéndose un modelo del RDS con aplicaciones de MG, con representación en parámetros de confiabilidad.

Además de analizar el comportamiento de la confiabilidad en sistemas de distribución rural reales, en el Capítulo 4 se evaluaron diferentes escenarios que podrían ser extrapolados a condiciones familiares o similares a las encontradas en el contexto colombiano. Entre otras bondades del trabajo, los resultados permitieron inferir que la introducción de DG-PV, por si sola, no lograría los objetivos de confiabilidad establecidos (para el país del caso de estudio), sugiriendo la necesidad de introducir MG híbridas y enfatizando el correcto dimensionamiento del nivel de penetración de DG renovables, DG no renovables y la potencia nominal del almacenamiento de energía de la ESS. Este resultado además de representar una solución útil para evaluar la confiabilidad de un sistema complejo también podría proporcionar elementos para la etapa de diseño de las Microgrids.

En cuanto al desarrollo de los escenarios, en esta investigación se tuvo en cuenta la opinión de varios expertos, así como la información encontrada en el estado del arte, haciéndose énfasis en factores como: a) nivel de penetración fotovoltaico, b) nivel de penetración de micro-turbinas a gas, c) capacidad de almacenamiento y d) potencia nominal del almacenamiento de energía. Con esto se identificó que la confiabilidad de los sistemas de distribución basados en Microgrids se aumenta considerablemente al incluir configuraciones híbridas. Esta afirmación se basa en el hecho que para el sistema de distribución rural convencional (caso de estudio), la confiabilidad para el alimentador F1 tiene valores simulados del índice SAIFI (SAIFI= 217.95), mientras que para el mismo sistema cuando se introducen componentes de Microgrids la confiabilidad se aumenta de la siguiente manera:

- Para el escenario I con un nivel de penetración del 150%, el porcentaje de mejoramiento del índice SAIFI es del 22.9%.

- Para el escenario II con un nivel de penetración del 150% y la capacidad de almacenamiento del 20% del nivel de penetración, el porcentaje de mejoramiento del índice SAIFI es del 32.6%.
- Para el escenario III con un nivel de penetración fotovoltaico del 100% y un nivel de penetración de micro-turbinas a gas del 40%, el porcentaje de mejoramiento del índice SAIFI es del 39.9%.
- Para el escenario IV con un nivel de penetración del 100%, la capacidad de almacenamiento del 60% del nivel de penetración y la potencia nominal del almacenamiento de energía del 75%, el porcentaje de mejoramiento del índice SAIFI es del 42.6%.
- Para el escenario V con un nivel de penetración fotovoltaico del 100%, un nivel de penetración de micro-turbinas a gas del 20%, la capacidad de almacenamiento del 80% del nivel de penetración y la potencia nominal del almacenamiento de energía del 75%, el porcentaje de mejoramiento del índice SAIFI es del 52.7%.

5.2 TRABAJOS FUTUROS.

Los resultados de la investigación permiten identificar el potencial de investigación de las siguientes áreas:

- Usar los resultados de este estudio, para estructurar, modelos de optimización con objetivos o restricciones de confiabilidad, ambientales, económicas y operativas, para el diseño de sistema de distribución rural con Microgrids.
- El enfoque utilizado puede ser fácilmente adaptado para analizar el impacto de fenómenos climáticos en la confiabilidad, especialmente los fenómenos del Niño y la Niña, por ser de notable relevancia para las regiones que son afectadas por ellos.
- Evaluación de confiabilidad de los sistemas de distribución rural con MG, en la cual se analicen nuevos sistemas de protección que tengan en cuenta los desafíos que plantean las Microgrids. Por ejemplo, deben ser capaces de satisfacer los requisitos de protección básicos de: selectividad, sensibilidad y confiabilidad, no solo en el modo conectado a la red, sino también en modo isla.

- En las Microgrids los esquemas de control deben garantizar transiciones flexibles y seguras entre los modos conectado a la red, isla y resincronización, además de la regulación de voltaje y frecuencia, liberación rápida de carga, control de flujo de potencia y una operación económica. Por lo tanto, es necesario evaluar la confiabilidad de los sistemas de distribución rural con MG, en la cual se analicen dichas características de los sistemas de control.
- Los sistemas TIC son esenciales para operar una MG. Esto debido a que se necesita una comunicación confiable entre cada uno de los componentes de estas, es decir, controladores, componentes de protección, medidores inteligentes, sistemas de supervisión, etc. Por consiguiente, es necesario evaluar el impacto de estos sistemas en la confiabilidad del sistema de distribución rural.
- Con el objetivo de acercar aún más a la realidad el método planteado, es pertinente incluir estudios eléctricos. Por ejemplo, deben tenerse en cuenta los porcentajes de penetración de generación fotovoltaica máximos que puede tener un RDS sin afectar la estabilidad del mismo, incluso combinar los algoritmos propuestos en este trabajo con algoritmos de flujo de potencia.
- Teniendo en cuenta las dificultades para determinar la distribución de probabilidad de la radiación solar y por ende la distribución de probabilidad de la potencia eléctrica obtenida a partir de esta, es necesario analizar la influencia de diferentes distribuciones de probabilidad de la radiación solar en los modelos de evaluación de confiabilidad.
- Los dispositivos electrónicos de potencia están altamente integrados en las MGs y se encuentran en casi todos los subsistemas que las componen. En la literatura está demostrado que en sistema fotovoltaico los inversores son el componente más crítico. Sugiriendo este resultado la importancia de analizar el impacto de los sistemas electrónicos de potencia en la confiabilidad de los sistemas de distribución rural con Microgrids.

REFERENCIAS

- [1] Y. Yoldaş, A. Önen, S. M. Muyeen, A. V. Vasilakos, and İ. Alan, "Enhancing smart grid with microgrids: Challenges and opportunities," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 72, no. October 2016, pp. 205–214, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.01.064.
- [2] G. Celli, E. Ghiani, F. Pilo, and G. G. Soma, "Reliability assessment in smart distribution networks," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 104, pp. 164–175, 2013, doi: 10.1016/j.epsr.2013.07.001.
- [3] B. M. Smith, "Key Connections," *IEEE power energy Mag.*, no. august, pp. 22–27, 2013, doi: 10.1109/MPE.2013.2258276.
- [4] S. Conti, S. A. Rizzo, E. F. El-Saadany, M. Essam, and Y. M. Atwa, "Reliability Assessment of Distribution Systems Considering Telecontrolled Switches and Microgrids," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 2, pp. 598–607, 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2287301.
- [5] Q. LI, Z. XU, and L. YANG, "Recent advancements on the development of microgrids," *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 2, no. 3, pp. 206–211, 2014, doi: 10.1007/s40565-014-0069-8.
- [6] M. Soshinskaya, W. H. J. Crijns-Graus, J. M. Guerrero, and J. C. Vasquez, "Microgrids: Experiences, barriers and success factors," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 40, pp. 659–672, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.07.198.
- [7] Q. Fu, A. Nasiri, A. Solanki, A. Bani-Ahmed, L. Weber, and V. Bhavaraju, "Microgrids: Architectures, Controls, Protection, and Demonstration," *Electr. Power Components Syst.*, vol. 43, no. 12, pp. 1453–1465, 2015, doi: 10.1080/15325008.2015.1039098.
- [8] R. Sabzehgar, "A review of AC/DC microgrid-developments, technologies, and challenges," in *2015 IEEE Green Energy and Systems Conference (IGESC)*, pp. 11–17, doi: 10.1109/IGESC.2015.7359384.
- [9] A. Hirsch, Y. Parag, and J. Guerrero, "Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 90, no. March, pp. 402–411, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.03.040.
- [10] S. Choudhury, "A comprehensive review on issues, investigations, control and protection trends, technical challenges and future directions for Microgrid technology," *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, no. April, pp. 1–16, 2020, doi: 10.1002/2050-7038.12446.
- [11] R. Billinton, "BIBLIOGRAPHY ON THE APPLICATION OF PROBABILITY METHODS IN POWER SYSTEM RELIABILITY EVALUATION," in *IEEE Winter Power Meeting*, 1971, pp. 649–660.
- [12] R. N. Allan, R. Billinton, S. Shahidepour, and C. Singh, "BIBLIOGRAPHY ON THE APPLICATION OF PROBABILITY METHODS IN POWER SYSTEM RELIABILITY EVALUATION," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 3, no. 4, pp. 1555–1564, 1988.
- [13] R. N. Allan, R. Billinton, A. M. Breipohl, and C. H. Grigg, "BIBLIPOGRAPHY ON THE APPLICATION OF PROBABILITY METHODS IN POWER SYSTEM RELIABILITY EVALUATION," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, no. 1, pp. 41–49, 1994.
- [14] R. N. Allan, R. Billinton, A. M. Breipohl, and C. H. Grigg, "BIBLIOGRAPHY ON THE APPLICATION OF PROBABILITY METHODS IN POWER SYSTEM RELIABILITY EVALUATION," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 1, pp. 51–57, 1999.
- [15] R. Billinton, M. Fotuhi-Firuzabad, and L. Bertling, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1996–1999," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, no. 4, pp. 595–602, 2001, doi: 10.1109/59.962402.
- [16] J. Lin, L. Cheng, Y. Chang, K. Zhang, B. Shu, and G. Liu, "Reliability based power systems planning and operation with wind power integration: A review to models, algorithms and applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 31, pp. 921–934, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2013.12.034.
- [17] C. L. T. Borges, "An overview of reliability models and methods for distribution systems with renewable energy distributed generation," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 6, pp. 4008–4015, 2012, doi: 10.1016/j.rser.2012.03.055.
- [18] F. Mohamad and J. Teh, "Impacts of energy storage system on power system reliability: A systematic review," *Energies*, vol. 11, no. 7, 2018, doi: 10.3390/en11071749.
- [19] B. Khan, H. H. Alhelou, and F. Mebrahtu, "A holistic analysis of distribution system reliability assessment methods with conventional and renewable energy sources," *AIMS Energy*, vol. 7, no. 4, pp. 413–429, 2019, doi: 10.3934/energy.2019.4.413.

- [20] A. Escalera, B. Hayes, and M. Prodanović, "A survey of reliability assessment techniques for modern distribution networks," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 91, no. April, pp. 344–357, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.02.031.
- [21] A. Liberati *et al.*, "The PRISMA statement for reporting systematic reviews and meta-analyses of studies that evaluate health care interventions: explanation and elaboration.," *J. Clin. Epidemiol.*, vol. 62, no. 10, pp. e1-34, 2009, doi: 10.1016/j.jclinepi.2009.06.006.
- [22] J. L. López-Prado, J. I. Vélez, and G. A. García-Llinás, "Reliability Evaluation in Distribution Networks with Microgrids: Review and Classification of the Literature," *Energies*, vol. 13, no. 23, p. 6189, 2020, doi: 10.3390/en13236189.
- [23] D. Elmakias, *New Computational Methods in Power System Reliability*. 2011.
- [24] J. Faulin, A. Juan, S. Martorell, and J. Ramírez, *Simulation Methods for Reliability and Availability of Complex Systems*. 2010.
- [25] R. Billinton and W. Li, *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*, vol. 1. 1994.
- [26] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*. 1994.
- [27] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering Systems*, vol. 29. 1992.
- [28] W. R. Blischke and P. Murthy, *Reliability Modeling, Prediction, and Optimization*. 2000.
- [29] M. A. Elgenedy, A. M. Massoud, and S. Ahmed, "Smart Grid Self-Healing : Functions , Applications , and Developments," in *2015 First Workshop on Smart Grid and Renewable Energy (SGRE)*, 2015, no. March 2015.
- [30] M. E. El-Hawary, "The smart grid - State-of-the-art and future trends," *Electr. Power Components Syst.*, vol. 42, no. 3–4, pp. 239–250, 2014, doi: 10.1080/15325008.2013.868558.
- [31] J. Bhatt, V. Shah, and O. Jani, "An instrumentation engineer's review on smart grid: Critical applications and parameters," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 40, pp. 1217–1239, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.07.187.
- [32] A. Bari, J. Jiang, W. Saad, and A. Jaekel, "Challenges in the smart grid applications: An overview," *Int. J. Distrib. Sens. Networks*, vol. 2014, 2014, doi: 10.1155/2014/974682.
- [33] N. Iqtiyanillham, M. Hasanuzzaman, and M. Hosenuzzaman, "European smart grid prospects, policies, and challenges," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 67, pp. 776–790, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.09.014.
- [34] M. Muthamizh Selvam, R. Gnanadass, and N. P. Padhy, "Initiatives and technical challenges in smart distribution grid," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, pp. 911–917, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.257.
- [35] C. P. Vineetha and C. a. Babu, "Smart grid challenges, issues and solutions," in *2014 International Conference on Intelligent Green Building and Smart Grid (IGBSG)*, 2014, pp. 1–4, doi: 10.1109/IGBSG.2014.6835208.
- [36] R. H. Lasseter and P. Paigi, "Microgrid: A conceptual solution," in *2004 35th Annual IEEE Annual Power Electronics Specialists Conference*, 2004, vol. 6, pp. 4285–4290, doi: 10.1109/PESC.2004.1354758.
- [37] R. H. Lasseter, "Smart distribution: Coupled microgrids," *2011 Proc. IEEE*, vol. 99, no. 6, pp. 1074–1082, 2011, doi: 10.1109/JPROC.2011.2114630.
- [38] P. M. De Quevedo, J. Contreras, A. Mazza, G. Chicco, and R. Porumb, "Modeling and reliability assessment of microgrids including renewable distributed generation," in *EEEIC 2016 - International Conference on Environment and Electrical Engineering*, 2016, no. 309048, doi: 10.1109/EEEIC.2016.7555659.
- [39] L. Wu, T. Ortmeier, and J. Li, "The community microgrid distribution system of the future," *Electr. J.*, vol. 29, no. 5, pp. 16–21, 2016, doi: 10.1016/S1040-6190(03)00063-0.
- [40] M. E. Khodayar, M. Barati, and M. Shahidehpour, "Integration of high reliability distribution system in microgrid operation," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 1997–2006, 2012, doi: 10.1109/TSG.2012.2213348.
- [41] N. Nikmehr and S. Najafi Ravadanegh, "Reliability evaluation of multi-microgrids considering optimal operation of small scale energy zones under load-generation uncertainties," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 78, pp. 80–87, 2016, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.11.094.
- [42] E. Unamuno and J. A. Barrena, "Hybrid ac/dc microgrids - Part I: Review and classification of

- topologies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 52. Elsevier, pp. 1251–1259, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.07.194.
- [43] J. J. Justo, F. Mwasilu, J. Lee, and J. W. Jung, "AC-microgrids versus DC-microgrids with distributed energy resources: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 24, pp. 387–405, 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.03.067.
- [44] E. Planas, J. Andreu, J. I. Gárate, I. Martínez De Alegría, and E. Ibarra, "AC and DC technology in microgrids: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 43. pp. 726–749, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.11.067.
- [45] I. Patrao, E. Figueres, G. Garcerá, and R. González-Medina, "Microgrid architectures for low voltage distributed generation," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 43, pp. 415–424, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.11.054.
- [46] T. Dragičević, X. LU, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "DC Microgrids — Part II : A Review of Power Architectures , Applications , and Standardization Issues," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 31, no. 5, pp. 3528–3549, 2016, doi: 10.1109/TPEL.2015.2464277.
- [47] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder, "Distributed generation: A definition," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 57, no. 3, pp. 195–204, 2001, doi: 10.1016/S0378-7796(01)00101-8.
- [48] M. Makandar, C. S. Reddy Atla, and S. Velamury, "Reliability Assessment of Distribution System with Renewable Distributed Generation," in *2016 Biennial International Conference on Power and Energy Systems: Towards Sustainable Energy*, 2016, pp. 2–6.
- [49] W. Jing, C. Hung Lai, S. H. W. Wong, and M. L. D. Wong, "Battery-supercapacitor hybrid energy storage system in standalone DC microgrids: a review," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 11, no. 4, pp. 461–469, 2017, doi: 10.1049/iet-rpg.2016.0500.
- [50] A. A. Memon and K. Kauhaniemi, "A critical review of AC Microgrid protection issues and available solutions," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 129, pp. 23–31, 2015, doi: 10.1016/j.epsr.2015.07.006.
- [51] B. J. Brearley and R. Raja Prabu, "A review on issues and approaches for microgrid protection," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 67, pp. 988–997, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.09.047.
- [52] M. S. Mahmoud, N. M. Alyazidi, and M. I. Abouheaf, "Adaptive intelligent techniques for microgrid control systems: A survey," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 90, pp. 292–305, 2017, doi: 10.1016/j.ijepes.2017.02.008.
- [53] A. M. Bouzid, J. M. Guerrero, A. Cheriti, M. Bouhamida, P. Sicard, and M. Benghanem, "A survey on control of electric power distributed generation systems for microgrid applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 44, pp. 751–766, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.01.016.
- [54] C. H. Hauser, D. E. Bakken, and A. Bose, "A failure to communicate: next generation communication requirements, technologies, and architecture for the electric power grid," in *IEEE Power and Energy Magazine*, 2005, vol. 3, no. April, pp. 47–55, doi: 10.1109/MPAE.2005.1405870.
- [55] C. Kalalas, L. Thrybom, and J. A. Zarate, "Cellular Communications for Smart Grid Neighborhood Area Networks : A Survey," *IEEE Access*, vol. 4, pp. 1469–1493, 2016.
- [56] S. Babu, P. Hilber, and J. H. Jürgensen, "On the Status of Reliability Studies Involving Primary and Secondary Equipment Applied to Power System," 2014.
- [57] P. Zhang, W. Li, S. Li, Y. Wang, and W. Xiao, "Reliability assessment of photovoltaic power systems: Review of current status and future perspectives," *Appl. Energy*, vol. 104, pp. 822–833, 2013, doi: 10.1016/j.apenergy.2012.12.010.
- [58] D. Boroyevich, I. Cvetković, D. Dong, R. Burgos, F. Wang, and F. Lee, "Future electronic power distribution systems - A contemplative view," in *Proceedings of the International Conference on Optimisation of Electrical and Electronic Equipment, OPTIM*, 2010, pp. 1369–1380, doi: 10.1109/OPTIM.2010.5510477.
- [59] T. M. Aljohani and M. J. Beshir, "Distribution System Reliability Analysis for Smart Grid Applications," *Smart Grid Renew. Energy*, vol. 08, no. 07, pp. 240–251, 2017, doi: 10.4236/sgre.2017.87016.
- [60] T. M. Aljohani and M. J. Beshir, "Matlab Code to Assess the Reliability of the Smart Power Distribution System Using Monte Carlo Simulation," *J. Power Energy Eng.*, vol. 05, no. 08, pp. 30–44, 2017, doi: 10.4236/jpee.2017.58003.
- [61] H. Lei and C. Singh, "Non-Sequential Monte Carlo Simulation for Cyber-Induced Dependent Failures in Composite Power System Reliability Evaluation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8950, no. c, pp. 1–1, 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2572159.

- [62] X. Yingmeng, W. Lingfeng, and F. Tian, "A preliminary study of power system reliability considering cloud service reliability," in *2014 International Conference on Power System Technology*, 2014, no. Powercon, pp. 2031–2036, doi: 10.1109/POWERCON.2014.6993999.
- [63] G. Li, Z. Bie, H. Xie, and Y. Lin, "Customer satisfaction based reliability evaluation of active distribution networks," *Appl. Energy*, vol. 162, pp. 1571–1578, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.02.084.
- [64] B. Maleki, M. Gandomkar, T. Maleki, and F. H. Gandoman, "Method of evaluating reliability of microgrids in Island mode by using load prioritization," in *2014 19th Conference on Electrical Power Distribution Networks, EPDC 2014*, 2014, pp. 76–81, doi: 10.1109/EPDC.2014.6867502.
- [65] S. A. Arefifar, Y. A. R. I. Mohamed, and T. H. M. El-Fouly, "Optimum microgrid design for enhancing reliability and supply-security," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, no. 3, pp. 1567–1575, 2013, doi: 10.1109/TSG.2013.2259854.
- [66] N. Nikmehr and S. Najafi-ravadanegh, "Reliability Evaluation In Multi Microgrids Under Probabilistic Optimum Operation Using Heuristic Algorithm," in *2015 Smart Grids Conference (SGC)*, 2015, no. Sgc, pp. 23–24.
- [67] S. Hasanvand, M. Nayeripour, E. Waffenschmidt, and H. Fallahzadeh-Abarghouei, "A new approach to transform an existing distribution network into a set of micro-grids for enhancing reliability and sustainability," *Appl. Soft Comput. J.*, vol. 52, pp. 120–134, 2017, doi: 10.1016/j.asoc.2016.12.013.
- [68] G. Li, Y. Kou, J. Jiang, Y. Lin, and Z. Bie, "Researches on the Reliability Evaluation of Integrated Energy System Based on Energy Hub," in *2016 China international Conference on Electricity Distribution (CIED 2016)*, 2016, no. 28, pp. 10–13.
- [69] P. M. Costa and M. A. Matos, "Reliability of distribution networks with microgrids," in *2005 IEEE Russia Power Tech, PowerTech*, 2005, pp. 1–7, doi: 10.1109/PTC.2005.4524611.
- [70] S. Conti, R. Nicolosi, and S. A. Rizzo, "Generalized systematic approach to assess distribution system reliability with renewable distributed generators and microgrids," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 27, no. 1, pp. 261–270, 2012, doi: 10.1109/TPWRD.2011.2172641.
- [71] A. L. A. Syri, E. A. Martinez Cesena, and P. Mancarella, "Contribution of Microgrids to distribution network reliability," 2015, doi: 10.1109/PTC.2015.7232486.
- [72] E. Vidya Sagar and G. Kiran Kumar, "Reliability Improvement of Radial Distribution Systems Using Microgrids placed on Distributors," in *2015 Conference on Power, Control, Communication and Computational Technologies for Sustainable Growth (PCCCTSG)*, 2015, pp. 97–101.
- [73] D. Lovelady, B. Yang, and S. Natti, "A Scenario Driven Reliability Assessment Approach for Microgrids," 2013.
- [74] X. Q. Huang, Y. Shen, C. Q. Chen, F. Y. Zeng, and Y. J. Cao, "RELIABILITY EVALUATION OF MICROGRID CLUSTER BASED ON MONTE-CARLO HIERARCHICAL DYNAMIC RELIABILITY MODEL," 2015, doi: 10.1049/ic.2015.0287.
- [75] Q. Chen and L. Mili, "Optimal placement and sizing of microgrids in composite reliability of a deregulated power system," *2016 Int. J. Crit. Infrastructures*, vol. 12, no. 1/2, pp. 37–52, 2016, doi: 10.1504/IJCIS.2016.075871.
- [76] S. Conti and S. A. Rizzo, "Monte Carlo simulation by using a systematic approach to assess distribution system reliability considering intentional islanding," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 30, no. 1, pp. 64–73, 2015, doi: 10.1109/TPWRD.2014.2329535.
- [77] Yongmei Liu, Tingting Fan, Songhuai Du, Keyan Liu, and Juan Su, "Reliability evaluation based on Monte Carlo simulation considering islanded operation in distribution network with microgrid," in *International Conference on Renewable Power Generation (RPG 2015)*, 2015, vol. 2015, no. CP679, pp. 6 -6 ., doi: 10.1049/cp.2015.0377.
- [78] H. Liang, J. Su, and S. Liu, "Reliability evaluation of distribution system containing microgrid," in *CICED 2010 Proceedings*, 2010, pp. 1–7, doi: 10.1109/UPEC.2007.4468938.
- [79] C. WANG, B. JIAO, L. GUO, K. YUAN, and B. SUN, "Optimal planning of stand-alone microgrids incorporating reliability," in *2014 Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2014, vol. 2, no. 3, pp. 195–205, doi: 10.1007/s40565-014-0068-9.
- [80] X. Xu, J. Mitra, T. Wang, and L. Mu, "Reliability evaluation of a microgrid considering its operating condition," *J. Electr. Eng. Technol.*, vol. 11, no. 1, pp. 47–54, 2016, doi: 10.5370/JEET.2016.11.1.047.
- [81] S. Wang, Z. Li, L. Wu, M. Shahidehpour, and Z. Li, "New metrics for assessing the reliability and

- economics of microgrids in distribution system," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 2852–2861, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2249539.
- [82] P. M. Costa and M. A. Matos, "Assessing the contribution of microgrids to the reliability of distribution networks," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 2, pp. 382–389, 2009, doi: 10.1016/j.epsr.2008.07.009.
- [83] W. Zhong, L. Wang, Z. Liu, and S. Hou, "Reliability Evaluation and Improvement of Islanded Microgrid Considering Operation Failures of Power Electronic Equipment," *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 8, no. 1, pp. 111–123, 2020, doi: 10.35833/mpce.2018.000666.
- [84] Y. Ren *et al.*, "A reliability evaluation method for radial multi-microgrid systems considering distribution network transmission capacity," *Comput. Ind. Eng.*, vol. 139, no. November 2019, p. 106145, 2020, doi: 10.1016/j.cie.2019.106145.
- [85] D. Ecike, "Using microgrids featuring PV panels and batteries connected to the grid to improve the reliability of a low-voltage feeder in Kinshasa," in *Energy Procedia*, 2019, vol. 159, pp. 117–122, doi: 10.1016/j.egypro.2018.12.028.
- [86] P. M. De Quevedo, J. Contreras, A. Mazza, G. Chicco, and R. Porumb, "Reliability Assessment of Microgrids With Local and Mobile Generation, Time-Dependent Profiles, and Intraday Reconfiguration," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 54, no. 1, pp. 61–72, 2018, doi: 10.1109/TIA.2017.2752685.
- [87] B. Chen, X. Zhang, B. Zhang, L. Wang, W. Li, and S. Wang, "Multi-microgrids system reliability assessment algorithm considering energy dispatch strategy among microgrids," in *Energy Procedia*, 2018, vol. 145, pp. 15–19, doi: 10.1016/j.egypro.2018.04.004.
- [88] X. Zhang, B. Chen, F. Wang, X. Wang, Y. Cheng, and G. Li, "Multi-microgrids System Reliability Assessment Considering Difference Characteristics and Inter-connection Ability Among Microgrids," *J. Electr. Eng. Technol.*, vol. 14, no. 5, pp. 1957–1962, 2019, doi: 10.1007/s42835-019-00248-0.
- [89] M. Y. Nguyen and Y. T. Yoon, "A Comparison of Microgrid Topologies Considering Both Market Operations and Reliability," *Electr. Power Components Syst.*, vol. 42, no. 6, pp. 585–594, 2014, doi: 10.1080/15325008.2014.880963.
- [90] J. Liu, J. Zhang, and D. Zhang, "Effect of Distributed Generation on Power Supply Reliability of Distribution Network," in *2015 8th International Conference on Grid and Distributed Computing (GDC)*, 2015, pp. 32–35, doi: 10.1109/GDC.2015.13.
- [91] A. A. Alkuhayli, S. Raghavan, and B. H. Chowdhury, "Reliability evaluation of distribution systems containing renewable distributed generations," in *North American Power Symposium(NAPS), 2012*, 2012, no. 1, pp. 1–6, doi: 10.1109/NAPS.2012.6336324.
- [92] A. a. Chowdhury, S. K. Agarwal, and D. O. Koval, "Reliability modeling of distributed generation in conventional distribution systems planning and analysis," in *Conference Record of the 2002 IEEE Industry Applications Conference. 37th IAS Annual Meeting (Cat. No.02CH37344)*, 2002, vol. 2, pp. 1089–1094, doi: 10.1109/IAS.2002.1042695.
- [93] R. Arya, S. C. Choube, and L. D. Arya, "Reliability evaluation and enhancement of distribution systems in the presence of distributed generation based on standby mode," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 43, no. 1, pp. 607–616, 2012, doi: 10.1016/j.ijepes.2012.05.045.
- [94] X. Qi, L. Zhang, J. Zhang, and L. Chang, "Reliable power supply capability analysis for electric distribution network including distributed generations based on probabilistic reliability," in *2016 IEEE 7th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, PEDG 2016*, 2016, no. 1, doi: 10.1109/PEDG.2016.7527022.
- [95] L. Zhi-Jian, W. Gui-Hong, Y. Dong-Hui, and S. Qi, "Reliability assessment of distribution network considering the randomness of distributed generation," in *International Conference on Electricity Distribution*, 2016, vol. 1, no. Ciced, pp. 10–13.
- [96] Z. Qin, W. Li, and X. Xiong, "Incorporating multiple correlations among wind speeds, photovoltaic powers and bus loads in composite system reliability evaluation," *Appl. Energy*, vol. 110, pp. 285–294, 2013, doi: 10.1016/j.apenergy.2013.04.045.
- [97] B. J. de Oliveira e Sousa, M. Humayun, A. Pihkala, R. J. Millar, and M. Lehtonen, "Block-Layer Reliability Method for Distribution Systems Under Various Operating Scenarios," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 2, pp. 978–988, 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2586111.
- [98] G. Sun *et al.*, "Reliability analysis method for microgrid with intermittent distributed generations," in

- China International Conference on Electricity Distribution, CIGRE, 2016*, vol. 2016-Septe, no. Ciced, pp. 10–13, doi: 10.1109/CIGRE.2016.7576140.
- [99] X. Liu, Y. Wang, C. Song, and H. Qu, “Reliability Assessment of Micro-grid Based on Markov Model,” in *2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Conference*, 2016, no. 3, pp. 2434–2437, doi: 10.1109/APPEEC.2016.7779922.
- [100] M. Tanrioven, “Reliability and cost-benefits of adding alternate power sources to an independent micro-grid community,” *J. Power Sources*, vol. 150, no. 1–2, pp. 136–149, 2005, doi: 10.1016/j.jpowsour.2005.02.071.
- [101] Y. Wang, L. Wang, L. Xu, and J. Sun, “Monte Carlo Based Operating Reserve Adequacy Evaluation of a Stand-Alone Microgrid Considering High Penetrations of Correlated Wind Energy,” in *Proceedings - 2016 3rd International Conference on Information Science and Control Engineering, ICISCE 2016*, 2016, pp. 1356–1360, doi: 10.1109/ICISCE.2016.289.
- [102] R. Yokoyama, T. Niimura, and N. Saito, “Modeling and evaluation of supply reliability of microgrids including PV and wind power,” in *IEEE Power and Energy Society 2008 General Meeting: Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, PES, 2008*, pp. 1–5, doi: 10.1109/PES.2008.4596651.
- [103] M. Ansarian, S. Sadeghzadeh, and M. Fotuhi-Firuzabad, “Optimum generation dispatching of distributed resources in smart grids,” *Int. Trans. Electr. ENERGY Syst.*, vol. 36, no. E1, pp. 51–66, 2014, doi: 10.1002/etep.
- [104] P. Chiradeja and A. Ngaopitakkul, “The impact of capacity and location of multidistributed generator integrated in the distribution system on electrical line losses, reliability, and interruption cost,” *Environ. Prog. Sustain. Energy*, vol. 33, no. 2, pp. 482–489, 2015, doi: 10.1002/ep.
- [105] A. Ahadi, S. E. Reza, and X. Liang, “Probabilistic reliability evaluation for power systems with high penetration of renewable power generation,” in *2017 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, 2017, no. Ldc, pp. 464–468, doi: 10.1109/ICIT.2017.7913275.
- [106] Q. Zhao, P. Wang, L. Goel, and Y. Ding, “Evaluation of nodal reliability risk in a deregulated power system with photovoltaic power penetration,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 8, no. September 2013, pp. 421–430, 2013, doi: 10.1049/iet-gtd.2013.0340.
- [107] B. Cai, Y. Liu, Y. Ma, L. Huang, and Z. Liu, “A framework for the reliability evaluation of grid-connected photovoltaic systems in the presence of intermittent faults,” *Energy*, vol. 93, pp. 1308–1320, 2015, doi: 10.1016/j.energy.2015.10.068.
- [108] I. S. Bae and J. O. Kim, “Reliability evaluation of customers in a microgrid,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 1416–1422, 2008, doi: 10.1109/TPWRS.2008.926710.
- [109] S. M. Nosratabadi, R. A. Hooshmand, E. Gholipour, and S. Rahimi, “Modeling and simulation of long term stochastic assessment in industrial microgrids proficiency considering renewable resources and load growth,” *Simul. Model. Pract. Theory*, vol. 75, pp. 77–95, 2017, doi: 10.1016/j.simpat.2017.03.013.
- [110] N. Li, X. Wang, Z. Zhu, Y. Lin, M. Li, and J. Hui, “Research on the Improved Reliability Evaluation Method of Active Distribution System,” *IOP Conf. Ser. Mater. Sci. Eng.*, vol. 366, no. 1, p. 012032, Jun. 2018, doi: 10.1088/1757-899X/366/1/012032.
- [111] A. Bagheri, H. Monsef, and H. Lesani, “Integrated distribution network expansion planning incorporating distributed generation considering uncertainties, reliability, and operational conditions,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 73, pp. 56–70, 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.03.010.
- [112] M. Al-Muhaini, A. Bizrah, G. Heydt, and M. Khalid, “Impact of wind speed modelling on the predictive reliability assessment of windbased microgrids,” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 13, no. 15, pp. 2947–2956, 2019, doi: 10.1049/iet-rpg.2019.0596.
- [113] A. Yahaya and M. Almuahaini, “Reliability assessment of load points including solar and wind DGs,” in *Proceedings - 2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies, EDST 2015*, 2015, pp. 200–205, doi: 10.1109/SEDST.2015.7315207.
- [114] O. A. Ansari, N. Safari, and C. Y. Chung, “Reliability assessment of microgrid with renewable generation and prioritized loads,” in *2016 IEEE Green Energy and Systems Conference (IGSEC)*, Nov. 2016, pp. 1–6, doi: 10.1109/IGESC.2016.7790067.
- [115] N. B. De Nadai, A. C. Zambroni De Souza, J. G. C. Costa, D. Marujo, F. M. Portelinha, and D. Q.

- Oliveira, "A Monte Carlo simulation approach to determine critical buses in islanded microgrids," in *IET Conference Publications*, 2016, vol. 2016, no. CP694, pp. 1–7, doi: 10.1049/cp.2016.0572.
- [116] S. Kennedy and M. M. Marden, "Reliability of islanded microgrids with stochastic generation and prioritized load," in *2009 IEEE Bucharest PowerTech: Innovative Ideas Toward the Electrical Grid of the Future*, 2009, pp. 2–8, doi: 10.1109/PTC.2009.5281838.
- [117] H. Louie and P. Dauenhauer, "Effects of load estimation error on small-scale off-grid photovoltaic system design, cost and reliability," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 34, pp. 30–43, 2016, doi: 10.1016/j.esd.2016.08.002.
- [118] S. Kennedy, "Reliability evaluation of islanded microgrids with stochastic distributed generation," 2009, doi: 10.1109/PES.2009.5275731.
- [119] T. Tuffaha and M. Almuahini, "Reliability assessment of a microgrid distribution system with pv and storage," in *Proceedings - 2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies, EDST 2015*, 2015, pp. 195–199, doi: 10.1109/SEDST.2015.7315206.
- [120] H. Farzin, M. Fotuhi-Firuzabad, and M. Moeini, "Reliability Studies of Modern Distribution Systems Integrated With Renewable Generation and Parking Lots," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. PP, no. 99, pp. 1–1, 2016, doi: 10.1109/TSTE.2016.2598365.
- [121] M. Bahrami *et al.*, "Predictive based Reliability analysis of Electrical Hybrid Distributed Generation," in *International Conference on Science and Technology*, 2015, pp. 515–518.
- [122] T. Adefarati and R. C. Bansal, "Reliability assessment of distribution system with the integration of renewable distributed generation," *Appl. Energy*, vol. 185, pp. 158–171, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.10.087.
- [123] C. L. T. Borges and M. Costa, "Reliability assessment of microgrids with renewable generation by an hybrid model," 2015, doi: 10.1109/PTC.2015.7232526.
- [124] N. Shi and Y. Luo, "Energy Storage System Sizing Based on a Reliability Assessment of Power Systems Integrated with Wind Power," *Sustainability*, vol. 9, no. 3, p. 395, 2017, doi: 10.3390/su9030395.
- [125] Y. Chen, Y. Zheng, F. Luo, J. Wen, and Z. Xu, "Reliability evaluation of distribution systems with mobile energy storage systems," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 10, no. 10, pp. 1562–1569, 2016, doi: 10.1049/iet-rpg.2015.0608.
- [126] H. Bai, S. Miao, P. Zhang, and Z. Bai, "Reliability evaluation of a distribution network with microgrid based on a combined power generation system," *Energies*, vol. 8, no. 2, pp. 1216–1241, 2015, doi: 10.3390/en8021216.
- [127] N. Z. Xu and C. Y. Chung, "Reliability evaluation of distribution systems including vehicle-to-home and vehicle-to-grid," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 1, pp. 759–768, 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2396524.
- [128] H. Shams, A. Sadeghfam, N. Rostami, and S. Tohidi, "Exact approach for charging of PEVs with V2G capability to improve micro-grid reliability," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 13, no. 16, pp. 3690–3695, 2019, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.6752.
- [129] S. Ge, H. Sun, H. Liu, J. Li, X. Zhang, and Y. Cao, "Reliability evaluation of multi-energy microgrids: Energy storage devices effects analysis," in *Energy Procedia*, 2019, vol. 158, pp. 4453–4458, doi: 10.1016/j.egypro.2019.01.769.
- [130] T. T. Pham, T. C. Kuo, and D. M. Bui, "Reliability evaluation of an aggregate battery energy storage system in microgrids under dynamic operation," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 118, no. December 2019, p. 105786, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105786.
- [131] P. Gautam, R. Karki, and P. Piya, "Probabilistic modeling of energy storage to quantify market constrained reliability value to active distribution systems," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 11, no. 2, pp. 1043–1053, 2020, doi: 10.1109/TSTE.2019.2917374.
- [132] X. Xu, J. Mitra, T. Wang, and L. Mu, "An Evaluation Strategy for Microgrid Reliability Considering the Effects of Protection System," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 31, no. 5, pp. 1989–1997, 2016.
- [133] K. Rudion, A. Orths, Z. A. Styczynski, and K. Strunz, "Design of Benchmark of Medium Voltage Distribution Network for Investigation of DG Integration," in *2006 IEEE*, 2006, pp. 1–6.
- [134] J. Martinez-Velasco and G. Guerra, "Reliability Analysis of Distribution Systems with Photovoltaic Generation Using a Power Flow Simulator and a Parallel Monte Carlo Approach," *Energies*, vol. 9, no. 7, p. 537, 2016, doi: 10.3390/en9070537.
- [135] E. . Dialynas and L. Daoutis, "Modelling and evaluation of microgrids reliability and operational

- performance and its impact on service quality," *Eur. Trans. Electr. Power*, vol. 36, no. E1, pp. 51–66, 2010, doi: 10.1002/etep.
- [136] Y. Sun, M. H. J. Bollen, and G. W. Ault, "Probabilistic reliability evaluation for distribution systems with DER and microgrids," in *2006 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, PMAPS*, 2006, pp. 1–8, doi: 10.1109/PMAPS.2006.360214.
- [137] X. Chen, B. Liu, and C. Li, "A reliability evaluation method for distribution system with microgrids," in *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC*, 2012, pp. 0–3, doi: 10.1109/APPEEC.2012.6307473.
- [138] F. Pilo, G. Celli, and S. Mocci, "Improvement of Reliability in Active Networks with Intentional Islanding," in *2004 IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies. Proceedings*, 2004, vol. 2, no. April, pp. 474–479, doi: 10.1109/DRPT.2004.1338023.
- [139] X. Xu, J. Mitra, T. Wang, and L. Mu, "Evaluation of Operational Reliability of a Microgrid Using a Short-Term Outage Model," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 5, pp. 2238–2247, 2014.
- [140] X. Xu, T. Wang, L. Mu, and J. Mitra, "Predictive Analysis of Microgrid Reliability Using a Probabilistic Model of Protection System Operation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8950, no. c, pp. 1–1, 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2628812.
- [141] A. Heidari, V. G. Agelidis, H. Zayandehroodi, J. Pou, and J. Aghaei, "On Exploring Potential Reliability Gains under Islanding Operation of Distributed Generation," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 5, pp. 2166–2174, 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2462115.
- [142] J. R. Araújo, E. N. M. Silva, A. B. Rodrigues, and M. G. da Silva, "Assessment of the Impact of Microgrid Control Strategies in the Power Distribution Reliability Indices," *J. Control. Autom. Electr. Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 271–283, 2017, doi: 10.1007/s40313-017-0299-x.
- [143] J. Zhang, L. Guan, and X. Wang, "Impacts of island load shedding and restoration strategies on reliability of microgrid in distribution system," in *2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Conference*, 2016, no. 1201431123, pp. 1594–1598, [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7779760/>.
- [144] H. Afrakhte and P. Bayat, "A contingency based energy management strategy for multi-microgrids considering battery energy storage systems and electric vehicles," *J. Energy Storage*, vol. 27, no. October 2019, p. 101087, 2020, doi: 10.1016/j.est.2019.101087.
- [145] W. Feng, Q. Yanpeng, and F. Zhengcai, "Reliability Evaluation of Distribution System with Microgrids Considering Power Control Mode," *Aust. J. Electr. Electron. Eng.*, no. 1, pp. 266–270, 2013.
- [146] Y. Xu, C. Liu, and H. Gao, "Reliability analysis of distribution systems considering service restoration," in *2015 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, 2015, pp. 1–5, doi: 10.1109/ISGT.2015.7131800.
- [147] A. Bani-Ahmed, M. Rashidi, A. Nasiri, and H. Hosseini, "Reliability Analysis of a Decentralized Microgrid Control Architecture," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 4, pp. 3910–3918, 2019, doi: 10.1109/TSG.2018.2843527.
- [148] H. Mo, Y. Li, and E. Zio, "A system-of-systems framework for the reliability analysis of distributed generation systems accounting for the impact of degraded communication networks," *Appl. Energy*, vol. 183, pp. 805–822, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.09.041.
- [149] H. Hashemi-Dezaki, H. Haeri-Khiavi, and H. Askarian-Abyaneh, "Impacts of direct cyber-power interdependencies on smart grid reliability under various penetration levels of microturbine/wind/solar distributed generations," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 4, pp. 928–937, 2016, doi: 10.1049/iet-gtd.2015.0565.
- [150] S. Conti, A. La Corte, R. Nicolosi, and S. A. Rizzo, "Impact of cyber-physical system vulnerability, telecontrol system availability and islanding on distribution network reliability," *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 6, pp. 143–151, 2016, doi: 10.1016/j.segan.2016.03.003.
- [151] J. Guo, W. Liu, F. R. Syed, and J. Zhang, "Reliability assessment of a cyber physical microgrid system in island mode," *CSEE J. Power Energy Syst.*, vol. 5, no. 1, pp. 46–55, 2019, doi: 10.17775/cseejpes.2017.00770.
- [152] A. Ahadi, N. Ghadimi, and D. Mirabbasi, "Reliability assessment for components of large scale photovoltaic systems," *J. Power Sources*, vol. 264, pp. 211–219, 2014, doi: 10.1016/j.jpowsour.2014.04.041.

- [153] A. Ristow, M. Begović, A. Pregelj, and A. Rohatgi, "Development of a methodology for improving photovoltaic inverter reliability," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 55, no. 7, pp. 2581–2592, 2008, doi: 10.1109/TIE.2008.924017.
- [154] Y. Wang, P. Zhang, W. Li, and N. H. Kan'An, "Comparative analysis of the reliability of grid-connected photovoltaic power systems," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 5, pp. 1–8, 2012, doi: 10.1109/PESGM.2012.6345373.
- [155] Y. Song and B. Wang, "Survey on reliability of power electronic systems," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 28, no. 1, pp. 591–604, 2013, doi: 10.1109/TPEL.2012.2192503.
- [156] S. Jaiswal and G. L. Pahuja, "Effect of reliability of wind power converters in productivity of wind turbine," *India Int. Conf. Power Electron. IICPE*, vol. 2015-May, 2015, doi: 10.1109/IICPE.2014.7115791.
- [157] M. Arifujjaman, M. T. Iqbal, and J. E. Quaicoe, "A comparative study of the reliability of the power electronics in grid connected small wind turbine systems," *Can. Conf. Electr. Comput. Eng.*, pp. 394–397, 2009, doi: 10.1109/CCECE.2009.5090161.
- [158] Z. Rongfei, J. Yixin, L. Chuang, and S. Xuemin, "Dependability Analysis of Control Center Networks in Smart Grid Using Stochastic Petri Nets," *IEEE Trans. Parallel Distrib. Syst.*, vol. 23, no. 9, pp. 1721–1730, 2012, doi: 10.1109/TPDS.2012.68.
- [159] M. Čepin, *Assessment of Power System Reliability: Methods and Applications*. 2011.
- [160] Richard E. Brown, *Electric Power Second Edition*. .
- [161] A. A. Chowdhury, *POWER DISTRIBUTION Practical Methods and Applications*. 2009.
- [162] R. N. Allan, R. Billinton, I. Sjarief, L. Goel, and K. S. So, "A reliability test system for educational purposes-basic distribution system data and results," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, no. 2, pp. 813–820, May 1991, doi: 10.1109/59.76730.
- [163] CREG and MINMINAS, "Indicadores de Calidad para la Continuidad en la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica en Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local," *Documento CREG-060*. p. 25, 2004, [Online]. Available: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/e1a28dced41bcc8f0525785a007a6b12/\\$FILE/D-069 CALIDAD DEL SERVICIO.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/e1a28dced41bcc8f0525785a007a6b12/$FILE/D-069%20CALIDAD%20DEL%20SERVICIO.pdf).
- [164] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), "Distribución de Energía Eléctrica Metodología de Remuneración 2018-2020 Creg-010." p. 180, 2018.
- [165] Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, Ministerio de Minas y Energía, and Republica de Colombia, "Resolución CREG No. 015 de 2018," *Resolución 015 de 2018*. p. 239, 2018, [Online]. Available: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac?OpenDocument>.
- [166] V. G. A. Gómez and S. M. F. Suárez, "Improvement Strategies for Quality Service Indexes in ENEL Colombia-The planning," *Simp. Int. sobre la Calid. la Energía Eléctrica-SICEL*, vol. 9, pp. 1–6, 2017.
- [167] Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, "Diagnóstico de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica en Colombia 2018." pp. 1–62, 2019.
- [168] ESSA, "Criterios De Diseño De La Red De Electrificación Rural." pp. 1–44, 2019.
- [169] EPM, "Selección De Transformador De Distribución Mediante Curvas De Demanda Diversificada En El Sector Residencial Urbano Del Área Metropolitana Del Valle De Aburrá Y Algunas Consideraciones Para El Sector Comercial." pp. 1–15.
- [170] A. R. Abul'Wafa and A. T. M. Taha, "Reliability Evaluation of Distribution Systems under μ Grid-Tied and Islanded μ Grid Modes Using Monte Carlo Simulation," *Smart Grid Renew. Energy*, vol. 05, no. 03, pp. 52–62, 2014, doi: 10.4236/sgre.2014.53006.
- [171] Unidad de Planeación Minero-Energética, "PROYECCIÓN REGIONAL ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA EN COLOMBIA Revisión Abril." p. 87, 2019, [Online]. Available: http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Proyeccion_Demanda_Regional_Energia_Abr_2019.pdf.
- [172] H. Liang, J. Su, and S. Liu, "Reliability evaluation of distribution system containing microgrid," *2010 China Int. Conf. Electr. Distrib. CIGED 2010*, pp. 1–7, 2010.

ANEXOS

A Material Suplementario Revisión Bibliográfica

El material suplementario fue publicado como anexo del artículo llamado “Reliability Evaluation in Distribution Networks with Microgrids: Review and Classification of the Literature” el cual se encuentra en el siguiente Link: <https://doi.org/10.3390/en13236189>

B Implementación en MATLAB del Algoritmo Propuesto

La implementación consta de un código principal para cada modelo planteado (es decir para el modelo del SDR y para cada uno de los escenarios) y una serie de funciones, de creación propia del autor, que son llamadas por éste. El código se encuentra en el repositorio GitHub con el siguiente Link: [jlloprado / T-Jose-lopez](https://github.com/jlloprado/T-Jose-lopez)