

2021

Diseño de una estrategia de evaluación de confiabilidad en sistemas de distribución de media tensión radial bajo un esquema de participación de prosumidores

Luis Eduardo Ortiz López
Universidad de La Salle, Bogotá, lortiz75@unisalle.edu.co

Follow this and additional works at: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica

Citación recomendada

Ortiz López, L. E. (2021). Diseño de una estrategia de evaluación de confiabilidad en sistemas de distribución de media tensión radial bajo un esquema de participación de prosumidores. Retrieved from https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/620

This Trabajo de grado - Pregrado is brought to you for free and open access by the Facultad de Ingeniería at Ciencia Unisalle. It has been accepted for inclusion in Ingeniería Eléctrica by an authorized administrator of Ciencia Unisalle. For more information, please contact ciencia@lasalle.edu.co.

**DISEÑO DE UNA ESTRATEGIA DE EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD EN
SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN RADIAL BAJO UN
ESQUEMA DE PARTICIPACIÓN DE PROSUMIDORES**



LUIS EDUARDO ORTIZ LÓPEZ

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ D.C.
2021**

**DISEÑO DE UNA ESTRATEGIA DE EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD EN
SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN RADIAL BAJO UN
ESQUEMA DE PARTICIPACIÓN DE PROSUMIDORES**

LUIS EDUARDO ORTIZ LÓPEZ

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
Ingeniero Electricista**

**Director
Andrés Felipe Panesso Hernández, M.Sc.
Profesor Asistente**

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ D.C.
2021**

Nota de Aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Bogotá D.C., Diciembre de 2021.

A mis padres Jesús y María.
A mis hermanos, por su apoyo incondicional.
A mis familiares, por la gran acogida en tierras desconocidas.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero agradecerle a Dios por darme la oportunidad de vivir la vida que llevo. Considero que nada es posible sin la voluntad de nuestro creador y como dice un viejo amigo: “los tiempos son perfectos y de Dios”.

Quiero agradecer también a mis padres porque ellos han sacrificado muchas cosas por mi bienestar. Gracias a ellos por sus consejos, por depositar su confianza en mí, gracias por la libertad y autonomía que me dieron.

A mis hermanos, en especial a Angélica y Miguel porque siempre han sido mi motivación especial en momentos adversos.

A mis familiares, por el apoyo que me dieron desde que comencé mi formación profesional.

Al ingeniero Andrés Felipe Panesso por disponer de su tiempo, conocimiento y buena actitud para permitirme concluir esta etapa tan importante en mi vida.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
1. INTRODUCCIÓN	16
1.1 Descripción del problema.....	17
1.2 Formulación del problema.....	18
1.3 Aportes del proyecto	18
1.4 Estructura del documento	19
2. EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD E INDICADORES	20
2.1 Antecedentes	20
2.2 Definiciones generales	21
2.2.1 Confiabilidad (Reliability).....	21
2.2.2 Suficiencia (Adecuacy).....	22
2.2.3 Seguridad (Security)	22
2.2.4 Disponibilidad (Availability).....	22
2.3 Sistemas serie y paralelo	22
2.4 Tasa de falla, de reparación e indisponibilidad	24
2.4.1 SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	27
2.4.2 CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)	27
2.4.3 ASUI (Average Service Unavailability Index).....	28
2.4.4 ENS (Energy Not Supplied Index)	28
2.5 Técnicas de Evaluación de Confiabilidad	28
2.5.1 Simulación de Montecarlo.....	29
2.5.2 Distribución exponencial	30
2.5.3 Cadenas de Markov	31
2.5.4 Espacio de estados	32
3. ESCENARIOS DE PARTICIPACIÓN DE PROSUMIDORES.....	35
3.1 Sistema de prueba.....	35
3.2 Metodología de escenarios reducidos.....	36
3.2.1 Conjeturas	37
3.3 Planteamiento de escenarios.....	37
4. METODOLOGÍA PROPUESTA	44
4.1 Análisis general de resultados	47
5. CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y TRABAJO FUTURO	54
5.1 Conclusiones generales	54
5.2 Recomendaciones	55
5.3 Trabajo futuro.....	55

6. REFERENCIAS.....56

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Transformadores de media tensión comerciales	40
Tabla 2. Valores máximos de inserción de potencia para nodos con prosumidores.....	40
Tabla 3. Estimación de escenarios representativos a partir de MER.	42
Tabla 4. Índices de confiabilidad obtenidos por escenario a partir de simulaciones de Montecarlo.	50
Tabla 5. Comportamiento de índices de confiabilidad por escenario.	51

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ejemplo de sistemas en paralelo y en serie.	23
Figura 2. Diagrama de transición de estados.	24
Figura 3. Valores límite de probabilidad.....	32
Figura 4. Sistema de prueba de distribución RBTS Bus 2.....	36
Figura 5. Caracterización de variables inciertas.	38
Figura 6. Modos de operación de variables inciertas.....	38
Figura 7. Perfil de carga para complejos residenciales y no residenciales durante un período de un día.	41
Figura 8. Metodología: Selección del sistema de prueba.....	44
Figura 9. Metodología: Aplicación de Metodología de Escenarios Reducidos con la premisa de la proliferación de usuarios prosumidores.....	45
Figura 10. Metodología: Planteamiento de escenarios de participación de usuarios prosumidores	45
Figura 11. Metodología: Estimación de índices de confiabilidad por escenario con Simulación de Montecarlo.	46
Figura 12. Convergencia del índice SAIFI para el escenario No. 0 o escenario promedio. 47	47
Figura 13. Convergencia del índice SAIDI para el escenario No. 0 o escenario promedio. 48	48
Figura 14. Convergencia del índice ASAI para el escenario No. 0 o escenario promedio.. 48	48
Figura 15. Convergencia del índice ENS para el escenario No. 0 o escenario promedio.... 49	49
Figura 16. Convergencia del índice AENS para el escenario No. 0 o escenario promedio. 49	49

SIGLAS Y ABREVIATURAS

AGPE	Autogenerador a Pequeña Escala
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DES	Sistemas de Energía Descentralizados (en. <i>Decentralized Energy Systems</i>)
FNCE	Fuentes No Convencionales de Energía
FNCER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
GD	Generador Distribuido
IEA	Agencia Internacional de la Energía (en. <i>Internacional Energy Agency</i>)
IEEE	Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos (en. <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>)
IEEE-RTS	Sistemas de prueba IEEE-RTS (en. <i>IEEE Reliability Test System</i>)
MER	Metodología de Escenarios Reducidos
MME	Ministerio de Minas y Energía
NTC	Norma Técnica Colombiana
RBTS	Sistema de prueba para evaluación de confiabilidad (en. <i>Reliability Busbar Test System</i>)
RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
STN	Sistema de Transmisión Nacional
STR	Sistema de Transmisión Regional
SDL	Sistema de Distribución Local
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética

GLOSARIO

AUTOGENERADOR A PEQUEÑA ESCALA, AGPE: Autogenerador con potencia instalada igual o inferior al límite definido en el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015 o aquella que la modifique o la sustituya.

La resolución UPME 281 del 2015 establece en su artículo primero que el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala será de un 1 MW, y corresponderá a la capacidad instalada del sistema de generación del Autogenerador.

CALIDAD EN DISTRIBUCIÓN: Según la CREG, respecto a la calidad, se diferencia la Calidad de la Potencia Suministrada de la Calidad del Servicio Prestado. La Calidad de la Potencia se relaciona con las desviaciones de los valores establecidos para las variables de tensión y la forma de las ondas de tensión y corriente, mientras que la Calidad del Servicio Prestado se refiere a la confiabilidad (interrupciones) del servicio (CREG, 2021).

CONFIABILIDAD: La confiabilidad es la capacidad de un sistema o dispositivo para funcionar adecuadamente en las condiciones planificadas durante el período de tiempo previsto (Endrenyi, 1978, pág. 52).

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG): Organismo creado mediante el artículo 68 y siguientes de la Ley 142 de 1994, como unidad administrativa especial, con independencia administrativa, técnica y patrimonial, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, encargada de emitir la regulación del sector eléctrico y de gas combustible (CREG, 2017).

CURVA DE CARGA: Es la representación gráfica de cómo varía la demanda de energía eléctrica en un determinado intervalo de tiempo. Se pueden plantear para cargas en el sistema y pueden ser residenciales, comerciales, mixtas o de alumbrado público.

DEMANDA: Es la cantidad de potencia que un consumidor utiliza en cualquier momento (variable en el tiempo). Dicho de otra forma: la demanda de una instalación eléctrica en los terminales receptores, tomada como un valor medio en un intervalo determinado (Ramírez, 2004, pág. 21).

DISTRIBUCIÓN: La actividad de distribución consiste en transportar la energía eléctrica por los Sistemas de Trasmisión Regional -STR- y los Sistemas de Distribución Local -SDL. Los SDL están conformados por el conjunto de redes, postes, transformadores, etc., que son utilizados para entregar la energía eléctrica en el domicilio de los usuarios finales. La mayoría de SDL se conectan entre sí a través de los STR, los cuales interconectan diferentes regiones del país. Estos STR a su vez se conectan a otra red de mayor capacidad, llamada el Sistema de Trasmisión Nacional -STN- que interconecta a su vez los grandes centros de generación de la electricidad (CREG, 2008).

FUENTES CONVENCIONALES DE ENERGÍA: Son aquellos recursos de energía que son utilizados de forma intensiva y ampliamente comercializados en el país (MME, UPME, 2014, pág. 6).

FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA (FNCE): Son aquellos recursos de energía disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCE la energía nuclear o atómica y las FNCER. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCE según lo determine la UPME (MME, UPME, 2014, pág. 6).

FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA RENOVABLE (FNCER): Son aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCER la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCER según lo determine la UPME (MME, UPME, 2014, pág. 6).

GENERADOR DISTRIBUIDO, GD: Persona jurídica que genera energía eléctrica cerca de los centros de consumo, y está conectado al Sistema de Distribución Local y con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW.

ÍNDICES DE CONFIABILIDAD: los índices evalúan la eficacia de la red de distribución para suministrar energía continua a los clientes (Yin & Lu, 2009).

OPERADOR DE RED DE STR Y/O SDL (OR): Dentro de las definiciones establecidas en la Resolución CREG 097 de 2008 se encuentran que el OR es la persona encargada de la planeación de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL; los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen cargos por uso de los STR y/o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una empresa de servicios públicos (CREG, 2008).

PROSUMIDOR: Los prosumidores son actores domésticos, comerciales e industriales que producen, auto consumen y modulan su consumo de energía renovable (Brown, Hall, & Davis, 2019).

USUARIOS: Dentro de las definiciones establecidas en la Resolución CREG 097 de 2008 se encuentran que un usuario es una persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se le denomina también consumidor. Para los efectos de esta Resolución se denominará Usuario Final (CREG, 2008).

USUARIOS NO REGULADOS: De acuerdo con la Ley 143 de 1994, el usuario no regulado se define como la "persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a

2 MW por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente" (Colombia, C. D., 1994).

USUARIOS REGULADOS: De acuerdo con la Ley 143 de 1994, el usuario regulado es la persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a las tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (Colombia, C. D., 1994).

RESUMEN

Los prosumidores son actores que consumen y generan energía renovable. A través de su integración con la red se ha evidenciado una transición de participación pasiva a activa por los incentivos que se les ofrece, también porque pueden llegar a ser una herramienta esencial para reducir las emisiones de CO₂ y para mantener el equilibrio del sistema a través de la modulación de su consumo de energía. Sin embargo, si el surgimiento de prosumidores se da en forma masiva, se podrían presentar desbalances en el sistema y problemas en la red que antes no existían que pueden afectar la confiabilidad del sistema. Por esta razón, en este trabajo se evaluó la confiabilidad de un sistema de distribución de media tensión de topología radial bajo un esquema de participación de prosumidores. Se analizaron diferentes escenarios de operación y con base en simulaciones se cuantificaron indicadores de confiabilidad.

Una pieza clave de esta investigación fue la Metodología de Escenarios Reducidos (MER). Con esta metodología se plantearon los escenarios de mayor impacto en la respuesta que se deseaba observar. En cuanto a los resultados, se hicieron simulaciones a través del método de Montecarlo y se observó que los índices de confiabilidad mejoran cuando hay participación de usuarios prosumidores, esto sucede debido a que la cantidad de usuarios así como la carga media desconectada disminuyen. Los índices ENS y AENS fueron los que mayor variación tuvieron por escenario, en cambio, SAIFI, SAIDI y ASAI tuvieron una variación mínima.

Palabras clave: Confiabilidad, Modelado de carga, Prosumidores, Sistemas de distribución de energía.

ABSTRACT

Prosumers are actors that consume and generate renewable energy. Through its integration with the network, a transition from passive to active participation has been evidenced due to the incentives offered, also because they can become an essential tool to reduce CO2 emissions and to maintain the balance of the system through modulation of your energy consumption. However, if the emergence of prosumers occurs in a massive way, system imbalances and network problems that did not exist before could occur that can affect the reliability of the system. For this reason, in this work the reliability of a radial topology medium voltage distribution system was evaluated under a prosumer participation scheme. Different operating scenarios were analyzed and, based on simulations, reliability indicators were quantified.

A key piece of this research was the Reduced Scenarios Methodology (SRM). With this methodology, the scenarios with the greatest impact on the response to be observed were proposed. Regarding the results, simulations were made through the Monte Carlo method and it was observed that the reliability indices improve when there is participation of prosumer users, this happens because the number of users as well as the average disconnected load decrease. The ENS and AENS indices were the ones with the greatest variation by scenario, on the other hand, SAIFI, SAIDI and ASAI had a minimum variation.

Keywords: Load modeling, Power distribution systems, Prosumers, Reliability.

1. INTRODUCCIÓN

Un sistema eléctrico de potencia incluye las etapas de generación, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica, y su función primordial es la de llevar esta energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo y por último entregarla al usuario en forma segura y con los niveles de calidad exigidos (Ramírez, 2004).

Ramírez (2004) afirma que aproximadamente las 2/3 partes de la inversión total del sistema de potencia están dedicados a la parte de distribución (Gigante Invisible), lo que implica necesariamente un trabajo cuidadoso en el planeamiento, diseño y construcción y en la operación del sistema de distribución, lo que requiere manejar una información voluminosa y tomar numerosas decisiones, lo cual es una tarea compleja pero de gran trascendencia (p. 2). Las nuevas tecnologías que pueden ser integradas con el sistema de distribución están cambiando la forma de planificar, diseñar y construir las redes de distribución debido a que generan mayor complejidad al sistema principalmente por los flujos de potencia bidireccionales. La complejidad puede causar problemas en la red sin embargo, con la evaluación de la confiabilidad se pueden afrontar estos nuevos desafíos mediante una perspectiva basada en la probabilidad de que el sistema pueda fallar.

Helseth (2008) afirma que la confiabilidad del suministro eléctrico se considera ahora un criterio de planificación esencial a la hora de mantener y ampliar la infraestructura del sistema eléctrico. Con los nuevos cambios que se están presentando por los avances tecnológicos y la transición energética de combustibles fósiles a energías renovables, es necesario planificar las redes de distribución a partir de un modelo descentralizado y que tenga en cuenta una nueva demanda significativa (masificación de vehículos eléctricos) y flujos de potencia bidireccionales. Esto por supuesto, genera complejidad a la red y por tal motivo, la planificación es esencial para garantizar la confiabilidad del sistema. Para evaluar la confiabilidad es necesario tener en cuenta los indicadores que se presentan en la guía IEEE STD 1366 (Warren, 2003). Algunos de ellos son el índice de duración de interrupción promedio del sistema (SAIDI), el índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema (SAIFI) y el índice de disponibilidad promedio del servicio (ASAI). De acuerdo con Hung & Mithulananthan (2014), los índices juegan un papel importante en la planificación y las operaciones del sistema de distribución porque tienen un impacto significativo en los ingresos de las empresas de servicios públicos, la calidad de la energía del sistema, la estabilidad y la seguridad del sistema (233-241).

Vimos que la planificación gira alrededor de la demanda, es decir, los usuarios finales. El consumidor (usuario final) es una pieza clave en esta transición energética que pretende ser

descentralizada. Y ahora que a los usuarios se les está dando una participación en el mercado, jugarán un papel fundamental tanto en la parte técnica asociada al equilibrio del sistema como en los objetivos mundiales para el desarrollo sostenible. Este nuevo rol de los usuarios fue designado a los prosumidores y como mencionan Parag & Sovacool (2016) a través del autoconsumo, el comercio localizado de energía renovable y la participación activa en el equilibrio del sistema, los prosumidores pueden ayudar a superar muchos de los desafíos asociados con este nuevo sistema.

En ese orden de ideas, en este trabajo se diseña una metodología para la evaluación de la confiabilidad en sistemas de distribución de media tensión radial usando datos de entrada provenientes de resultados de simulación. Mediante el método de Montecarlo, distribuciones de probabilidad y datos del sistema de prueba RBTS Bus-2 se calculan los índices de confiabilidad bajo distintos escenarios de esquemas de prosumidores. Estos escenarios tienen en cuenta la Metodología de Escenarios Reducidos (MER) la cual considera combinaciones de valores máximos y mínimos de las variables inciertas.

1.1 Descripción del problema

Para cumplir con los objetivos mundiales para el desarrollo sostenible, se ha avanzado mucho en tecnologías que promueven las energías renovables. En este proceso, los sistemas de energía descentralizados (DES por S.I.) han venido aumentando. El crecimiento de DES se debe en parte al fenómeno del 'prosumidor', caracterizado por actores que producen y consumen energía (Parag & Sovacool, 2016). Sin embargo, se ha evidenciado que, en redes con una alta proporción de DES ya hay problemas de desviaciones de voltaje, pérdidas de línea, problemas de equilibrio y reserva del sistema, robustez y calidad de la energía' (Bray, Woodman, & Connor, 2018). En la revisión de la literatura se ha dado por sentado que los prosumidores serán actores claves para superar estos desafíos siempre y cuando haya una correcta planificación, regulación y utilización de las nuevas tecnologías.

Hasta la fecha, los prosumidores se han basado en regímenes de subsidios simples para participar en el mercado de la energía, pero en todo el mundo desarrollado se están eliminando y reduciendo los subsidios (IEA, 2018). En Colombia todavía no existe ninguna resolución, circular o decreto en donde se haya concretado un esquema de mercado regulado que incluya a los prosumidores. Como no existen incentivos económicos la proliferación de estos tipos de usuarios es mínima sin embargo, es muy probable que si en determinado momento se dan beneficios e incentivos para los usuarios, va a haber un auge de prosumidores que puede causar problemas en la red que antes no existían. Por tal motivo, se plantea el presente trabajo de grado, que consiste en una evaluación de la confiabilidad en el

sistema de prueba RBTS Bus-2 bajo escenarios de participación de prosumidores, en donde se analizan diferentes escenarios de operación y mediante simulación se determina cómo se ve afectada la confiabilidad del sistema de distribución.

1.2 Formulación del problema

Con este trabajo se propone una respuesta al interrogante ¿Cómo evaluar la confiabilidad en un sistema de distribución bajo escenarios de alta densidad de prosumidores? Los prosumidores en la actualidad están teniendo gran importancia en los sistemas de energía descentralizados; siendo estos considerados como actores claves en la transición energética de combustibles fósiles a energías renovables. En algunos países donde se creó un esquema de mercado regulado que incluía a los prosumidores, se presentaron dificultades técnicas asociadas a problemas en la red que antes no existían, como desviaciones de voltaje, pérdidas de línea, problemas de equilibrio, entre otros. Este trabajo tiene la finalidad de servir como un insumo para la planificación y de esa manera, a través de la confiabilidad del sistema poder evaluar el impacto de estos nuevos usuarios en las redes de distribución.

1.3 Aportes del proyecto

Desde el punto de vista del operador de red, este trabajo sirve como un insumo para la planificación de las redes de distribución futuras en Colombia considerando usuarios prosumidores y también, sirve para cuantificar el impacto de estos nuevos usuarios, teniendo en cuenta indicadores descritos en la metodología planteada para la evaluación de la confiabilidad de los sistemas de distribución radiales de media tensión. Con la formulación de diferentes escenarios de operación y distintos análisis, este trabajo proporciona un medio para crear estrategias futuras en Colombia ante una inminente entrada masiva de prosumidores.

También, se promueve una nueva figura de usuario o consumidor. Este nuevo tipo de cliente podría tener una participación proactiva en el mercado de energía y gracias a este trabajo los usuarios industriales, comerciales y residenciales pueden conocer los incentivos, las regulaciones y el impacto que tienen a la hora de integrarse con la red. Del mismo modo, este proyecto sirve como estímulo para que las personas inviertan en fuentes de generación de carácter renovable y contribuyan con la transición energética de combustibles fósiles a energías renovables.

1.4 Estructura del documento

Este documento está dividido en cinco capítulos; inicialmente, se hace una presentación del fenómeno del prosumidor. Así mismo, en el primer capítulo se determina la descripción y formulación del problema, de igual forma se establecen los objetivos generales y específicos.

En el capítulo dos se exponen conceptos de confiabilidad entre los que destacan definiciones como tasa de falla, tasa de reparación, indisponibilidad, además se presentan los indicadores de confiabilidad más comunes que describen el comportamiento y la respuesta del sistema y algunos métodos para la evaluación de la confiabilidad.

En el tercer capítulo se da a conocer el sistema de prueba y se realiza el planteamiento de escenarios de participación de prosumidores a partir de la Metodología de Escenarios Reducidos (MER) y además teniendo en cuenta diferentes modos de operación de las variables inciertas.

En el cuarto capítulo se evalúan los escenarios de participación de prosumidores y se hallan los índices de confiabilidad a partir de simulaciones de Montecarlo. Las conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros son los aspectos que conforman el quinto capítulo.

2. EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD E INDICADORES

En este capítulo se presentan aspectos teóricos asociados a la evaluación de la confiabilidad en sistema eléctricos. Se hace una descripción de los indicadores de confiabilidad y de algunas metodologías empleadas para cuantificar los indicadores sobre todo en sistemas de distribución.

2.1 Antecedentes

Un sistema de distribución consta de un conjunto de componentes en serie, que incluyen líneas, cables, seccionadores, aisladores, barras colectoras, transformadores, etc. La mayoría de los sistemas de distribución tienden a ser de topología radial por tal motivo, los clientes conectados al sistema más alejado del punto de suministro tienden a sufrir el mayor número de cortes y la mayor indisponibilidad. Un cliente conectado a cualquier punto de carga de dicho sistema requiere que todos los componentes entre él y el punto de suministro estén operativos. Para mantener la satisfacción del cliente y un suministro de energía constante han surgido diferentes técnicas y herramientas para cuantificar la confiabilidad de los sistemas de distribución. Algunos análisis se basan en analizar estadísticamente un histórico de fallas e interrupciones y otros permiten predecir estas mismas variables considerando los aportes de los componentes que hacen parte del sistema de distribución en simulaciones netamente probabilísticas. Las técnicas necesarias para analizar un sistema de distribución dependen del tipo de sistema que se esté considerando y de la profundidad del análisis necesario. Estas técnicas permiten a las empresas de servicios públicos mitigar las fallas en el servicio, estimar costos, cuantificar la confiabilidad del servicio prestado y planificar mejor las redes de distribución.

Por ejemplo, Mello, Pereira, & Da Silva describen una nueva metodología para calcular los costos totales de interrupción del sistema en sistemas compuestos de generación y transmisión mediante un enfoque llamado simulación pseudosecuencial, que se basa en el muestreo Monte Carlo no secuencial de los estados del sistema y en la simulación cronológica de solo las subsecuencias asociadas con los estados fallidos (1994), evaluando la confiabilidad a través de un modelado de espacio de estados. Xiang, y otros, (2020) presentan un nuevo modelo de planificación de redes de distribución con método de estimación de confiabilidad. Se concluye que el método propuesto puede converger efectivamente a la solución óptima y evaluar el rendimiento de la inversión para redes de distribución a gran escala. Allí tienen en cuenta el sistema de prueba IEEE de 33 nodos y evalúan la eficacia del método propuesto en una red de distribución real de mayor

complejidad. Guner & Ozdemir (2020) presentan en su estudio los impactos de los estacionamientos (*Parking Lot*) de vehículos eléctricos en la confiabilidad del sistema de distribución. Ellos presentan una metodología muy novedosa porque se establecen diferentes escenarios y modos de operación de los vehículos eléctricos en donde también se tiene en cuenta la inyección de energía a la red y a partir de unas simulaciones se evalúa la confiabilidad del alimentador de distribución. Este artículo es de gran relevancia porque la finalidad es similar a la que se plantea en la presente investigación, lo que cambia es que los escenarios van a estar ahora bajo un esquema de participación de prosumidores y no de vehículos eléctricos.

El estudio de confiabilidad que se plantea en este trabajo tiene en cuenta los índices de confiabilidad y el sistema de prueba RBTS Bus-2 descritos en las secciones 0 y 3.1 respectivamente. El sistema de prueba se analiza a través de simulaciones mediante el método de Montecarlo y tiene en cuenta escenarios de proliferación de usuarios prosumidores que podrían surgir como consecuencia a largo plazo de la ley 1715 de 2014. Con incentivos económicos atractivos para los usuarios por la entrega de excedentes a la red podría existir una alta probabilidad de que haya una proliferación de prosumidores tal como se evidenció en el estudio de Frey & Mojtahedi (2018), en donde propusieron un modelo econométrico para examinar el impacto de los subsidios de la Iniciativa Solar de California (CSI) en la adopción de sistemas de paneles solares para el sector no residencial y encontraron que los mayores subsidios solares llevan a las empresas a adoptar sistemas solares fotovoltaicos más grandes. Otros posibles impactos para el sector eléctrico colombiano se presentan en la tesis de Torres (2016) en donde se analiza la regulación eléctrica colombiana y el impacto de la promulgación de la ley 1715 de 2014. Además, analiza casos de experiencias de regulaciones internacionales, que ya hayan integrado sistemas de generación con fuentes no convencionales de energía a su sistema energético y presenta recomendaciones para el caso colombiano. Se resalta de este documento la contextualización que se desarrolla desde una perspectiva mundial, latinoamericana y nacional. Importante mencionar que la argumentación que se da en el capítulo dos titulado ‘Visión Colombia, potencial y escenarios de expansión’ son una pieza clave para justificar el desarrollo del presente proyecto.

2.2 Definiciones generales

2.2.1 Confiabilidad (Reliability)

Existen muchas variaciones en la definición de confiabilidad; por ejemplo, Endrenyi (1978) afirma que la confiabilidad es la capacidad de un sistema o dispositivo para funcionar adecuadamente en las condiciones planificadas durante el período de tiempo previsto (pág.

52). La confiabilidad es la probabilidad de que un dispositivo realice su propósito de manera adecuada durante el período de tiempo previsto en las condiciones de funcionamiento encontradas (Billinton & Allan, 1992). Kundur, y otros, presentan una definición de la confiabilidad con enfoque a un sistema eléctrico refiriéndose a la probabilidad de que [este] funcione satisfactoriamente a largo plazo. Denota la capacidad de suministrar un servicio eléctrico adecuado de manera casi continua, con pocas interrupciones durante un período de tiempo prolongado (Kundur, y otros, 2002).

2.2.2 Suficiencia (Adequacy)

Se entiende como “suficiencia” la habilidad de un sistema eléctrico para cumplir la misión del sistema: entregar energía a los consumidores. Se considera también que es la existencia de suficientes instalaciones dentro del sistema para satisfacer la demanda del consumidor (Allan, 2013).

2.2.3 Seguridad (Security)

De acuerdo con Billinton & Allan (1996) se considera que la seguridad se relaciona con la capacidad del sistema para responder a las perturbaciones que surgen dentro de ese sistema.

2.2.4 Disponibilidad (Availability)

La disponibilidad se interpreta como la probabilidad de **encontrar** un componente/dispositivo/sistema en el estado operativo en algún momento en el futuro (Billinton & Allan, 1992). En forma similar, la confiabilidad se puede interpretar como la probabilidad de que un componente/dispositivo/sistema **permanezca** en el estado operativo sin fallas.

2.3 Sistemas serie y paralelo

los componentes en paralelo (véase Figura 1a) aumentan la confiabilidad del sistema debido a la redundancia. La formulación matemática se desarrolla a partir del concepto de unión teniendo en cuenta los diagramas de Venn. Para efectos de la evaluación, es más eficiente hallar la no confiabilidad del sistema y a través del complemento se halla su confiabilidad.

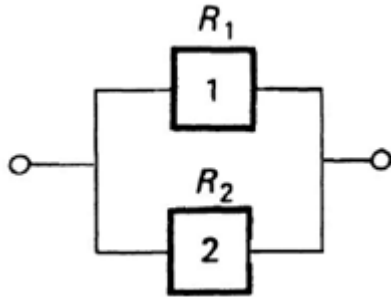
$$Q_{sys} = Q_1 \cdot Q_2 \cdot Q_3 \cdot \dots \cdot Q_n = \prod_{i=1}^n Q_i \quad (1)$$

\rightarrow *No confiabilidad de componentes en paralelo*

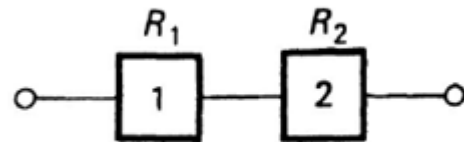
$$R_{sys} = 1 - \prod_{i=1}^n Q_i \rightarrow \text{El complemento es la confiabilidad} \quad (2)$$

Cuando ciertas partes del sistema son parcialmente redundantes, la confiabilidad disminuye porque existen condiciones adicionales que se deben cumplir para que se opere exitosamente. En ese caso, la confiabilidad se halla a partir de la definición de distribución binomial considerando solo las condiciones que sí se cumplen.

Figura 1. Ejemplo de sistemas en paralelo y en serie.



a) Sistema en paralelo



b) Sistema en serie

Fuente: Elaboración propia.

Cuando los componentes se encuentran en serie (véase Figura 1b), la confiabilidad disminuye aún más debido a que el éxito en la operación implica que todos los componentes operen. La formulación matemática se desarrolla a partir del concepto de intersección teniendo en cuenta los diagramas de Venn.

$$R_{sys} = R_1 \cdot R_2 \cdot R_3 \cdot \dots \cdot R_n = \prod_{i=1}^n R_i \quad (3)$$

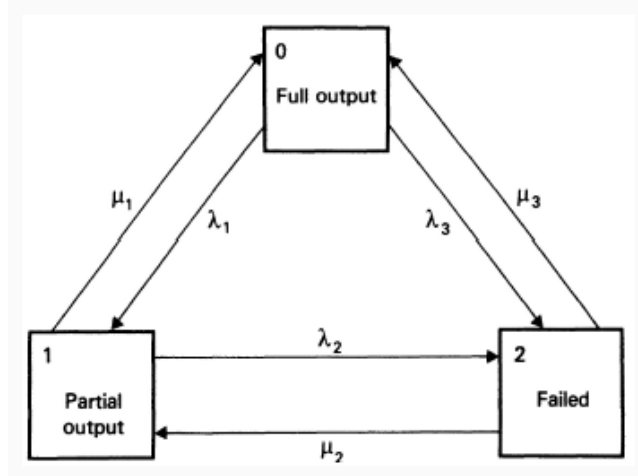
\rightarrow *Confiabilidad para componentes en serie*

$$Q_{sys} = 1 - \prod_{i=1}^n R_i \rightarrow \text{El complemento es la no confiabilidad} \quad (4)$$

2.4 Tasa de falla, de reparación e indisponibilidad

La tasa de falla y la tasa de reparación son dos conceptos importantes en la evaluación de confiabilidad porque tienen una relación directa con el estado operativo en que podría encontrarse un componente o un sistema. En la Figura 2 vemos tres estados operativos que se relacionan mediante las tasas de falla y de reparación

Figura 2. Diagrama de transición de estados.



Fuente: Material de clase, tomado de Rincón B. (Material de clase, 2020, pág. 15).

Es decir, son parámetros asociados a la transición de estados que se pueden definir como:

$$\lambda = \frac{f_t}{t_f} \quad (5)$$

Donde λ es la tasa de falla, f_t es el número de fallas de un componente en el periodo de tiempo dado y t_f es el periodo de tiempo total en que el componente ha estado en falla. De forma similar, la tasa de reparación se define como:

$$\mu = \frac{r_t}{t_r} \quad (6)$$

Donde r_t es el número de reparaciones de un componente en el periodo de tiempo dado y t_r es el periodo de tiempo total en que el componente ha estado en reparación.

Para aplicar los conceptos de probabilidad en problemas de ingeniería es necesario establecer una relación entre el concepto matemático de probabilidad y el concepto empírico de la evidencia del comportamiento del sistema mediante experimentos repetidos o continuos.

Un ejemplo particular de importancia, en todas las ramas de la ingeniería, es encontrar la probabilidad de que un equipo en particular se apague (salga de funcionamiento) o falle. Los fallos de los equipos se producen de forma aleatoria y, por tanto, con regularidad estadística. La mejor estimación de la probabilidad de encontrar el equipo en un corte o fallar en algún momento futuro se conoce generalmente como su indisponibilidad U :

$$U = \frac{t_f}{t_f + t_o} \quad (7)$$

Donde t_f es el tiempo en que el elemento estuvo en falla o fuera de servicio y t_o es el tiempo de operación o en funcionamiento. La disponibilidad se sobre entiende como el complemento de la indisponibilidad.

Como se mencionó al inicio de este capítulo un sistema de distribución consta de un conjunto de componentes en serie y cliente conectado a cualquier punto de carga de dicho sistema requiere que todos los componentes entre él y el punto de suministro estén en operativos.

La naturaleza radial de una red de distribución hace que la confiabilidad del sistema disminuya debido a la no redundancia y a la conexión de componentes en serie (todos deben operar correctamente). Por esta razón, dentro de toda la cadena de suministro de energía eléctrica, la etapa de distribución de energía eléctrica es la que más aporta a la no confiabilidad (o indisponibilidad) del sistema. El principio de los sistemas en serie / paralelo se puede aplicar directamente a estos sistemas. La tasa promedio de fallas, λ_s , el tiempo promedio de interrupción, r_s y el tiempo promedio de interrupción anual, U_s , para n componentes vienen dados por:

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \rightarrow \text{Tasa promedio de fallas} \quad (8)$$

$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\lambda_s} \rightarrow \text{Tasa promedio de reparación} \quad (9)$$

$$U_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i \approx \lambda_s r_s \rightarrow \text{Indisponibilidad (aproximada)} \quad (10)$$

Es necesario establecer si las aproximaciones son válidas para el sistema que se analiza. Las ecuaciones solo dan los valores medios o esperados del parámetro que se evalúa. Aunque las ecuaciones se derivaron del conocimiento de los procesos de Markov y del supuesto subyacente de distribuciones exponenciales, son igualmente adecuadas para evaluar los valores medios a largo plazo de otras distribuciones.

Aunque la tasa promedio de fallas, λ_s , el tiempo promedio de interrupción, r_s y la indisponibilidad, U_s , son índices fundamentalmente importantes, no siempre brindan una representación completa del comportamiento y la respuesta del sistema. Para reflejar la gravedad o la importancia de una interrupción del sistema, se evalúan con frecuencia índices de confiabilidad adicionales enfocados hacia el sistema y hacia los clientes. Estos índices adicionales se describen a continuación y por lo general, tienen en cuenta la demanda que no se pudo suplir o el número de usuarios que se dejó de atender.

Indicadores de confiabilidad

Helseth (2008) afirma que la confiabilidad del suministro eléctrico se considera ahora un criterio de planificación esencial a la hora de mantener y ampliar la infraestructura del sistema eléctrico. De acuerdo con Hung & Mithulananthan (2014) los índices juegan un papel importante en la planificación y las operaciones del sistema de distribución porque tienen un impacto significativo en los ingresos de las empresas de servicios públicos, la calidad de la energía del sistema, la estabilidad y la seguridad del sistema (p. 233-241). A continuación, se definen los índices de confiabilidad más comunes.

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)

El índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema está definido como la relación entre el número total de interrupciones que tienen los clientes y el número total de clientes que se están alimentando en un sistema determinado.

$$SAIFI = \frac{\sum_i \lambda_i N_i}{\sum_i N_i} \quad (11)$$

Donde λ_i es la tasa de fallas y N_i es el número de clientes del punto de carga i .

CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)

El índice de frecuencia de interrupción promedio del cliente está definido como la relación entre el número total de interrupciones que tienen los clientes y el número total de clientes que fueron afectados \widehat{N}_i .

$$CAIFI = \frac{\sum_i \lambda_i N_i}{\sum_i \widehat{N}_i} \quad (12)$$

Donde λ_i es la tasa de fallas y N_i es el número de clientes del punto de carga i .

Es útil cuando se compara un año determinado con otros años, ya que, en un año determinado, no todos los clientes se verán afectados y muchos experimentarán una continuidad completa del suministro. Por lo tanto, el valor de CAIFI es muy útil para reconocer tendencias cronológicas. Los clientes afectados deben contarse solo una vez, independientemente del número de interrupciones que hayan experimentado en el año.

2.4.1 SAIDI (System Average Interruption Duration Index)

El índice de duración de interrupción promedio del sistema está dado por la sumatoria de las duraciones de interrupción de los clientes (porcentaje de usuarios que se dejaron de atender) sobre el número total de clientes.

$$SAIDI = \frac{\sum_i U_i N_i}{\sum_i N_i} \quad (13)$$

Donde U_i es el tiempo de interrupción anual y N_i es el número de clientes del punto de carga i .

2.4.2 CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)

El índice de duración de interrupción promedio del cliente se define como la suma de las duraciones de interrupción de los clientes sobre el número total de interrupciones a los consumidores o clientes.

$$CAIDI = \frac{\sum_i U_i N_i}{\sum_i \lambda_i N_i} \quad (14)$$

Donde λ_i es la tasa de falla, U_i es el tiempo de interrupción anual y N_i es el número de clientes del punto de carga i .

2.4.3 ASUI (Average Service Unavailability Index)

El índice de indisponibilidad promedio del servicio se define como el número de horas que los usuarios no tuvieron el servicio disponible sobre el número de horas total demandadas por los clientes.

$$ASUI = \frac{\sum_i U_i N_i}{8760 \sum_i N_i} \quad (15)$$

Donde U_i es el tiempo de interrupción anual y N_i es el número de clientes del punto de carga i .

El factor 8760 corresponde al número de horas que tiene un año calendario. El complemento del ASUI corresponde al índice de disponibilidad ASAI (*Average Service availability Index*).

2.4.4 ENS (Energy Not Supplied Index)

El Corresponde a la energía total no suministrada por el sistema y se define como:

$$ENS = \sum_i L_{a(i)} U_i \quad (16)$$

Donde $L_{a(i)}$ es la carga promedio conectada al punto de carga i y está dada por:

$$L_{a(i)} = L_p f_l \quad (17)$$

Donde L_p es la demanda de carga máxima y f_l es el factor de carga. Alternativamente, la carga promedio se puede establecer como:

$$L_{a(i)} = \frac{\text{energía total demandada en el período de interés}}{\text{período de interés}} = \frac{E_d}{t} \quad (18)$$

2.5 Técnicas de Evaluación de Confiabilidad

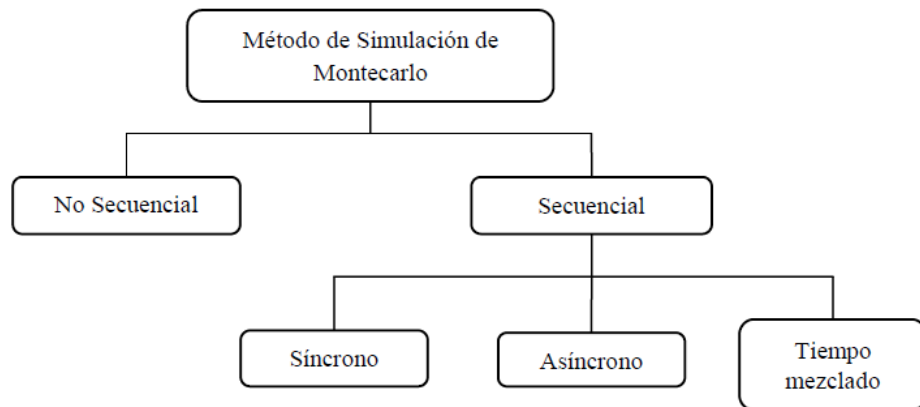
Al comprender la forma en que funciona el sistema de estudio es posible evaluar la confiabilidad teniendo en cuenta las implicaciones de ingeniería del sistema. Es importante identificar las formas en las que puede fallar el sistema así como las posibles consecuencias de estas fallas. Existen dos categorías principales de técnicas de evaluación de la confiabilidad:

Analíticas: Representan el sistema mediante un modelo matemático y evalúan los índices de confiabilidad de este modelo utilizando soluciones matemáticas.

De simulación: Los métodos de simulación de Monte Carlo estiman los índices de confiabilidad mediante la simulación del proceso real y el comportamiento aleatorio del sistema. Por tanto, el método trata el problema como una serie de experimentos reales. Generalmente, la simulación de Monte Carlo requiere una gran cantidad de tiempo de cálculo y no se usa mucho si se dispone de métodos analíticos alternativos (Rincón B., Material de clase, 2020, pág. 23)

2.5.1 Simulación de Montecarlo

De acuerdo con Fontalvo Aragón (2014) la simulación de Montecarlo consiste en imitar, a través de métodos computacionales, el funcionamiento de los sistemas considerando sus aspectos aleatorios. En particular, para los sistemas eléctricos de potencia, los aspectos aleatorios corresponden a las fallas que se pueden presentar. Para la evaluación de la confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia se clasifican en dos grandes grupos: secuenciales y no secuenciales. Ambos tipos difieren en la cronología que consideran para la simulación. A su vez, se han desarrollado tres grandes tipos de métodos secuenciales, como son el método síncrono, asíncrono y de tiempo mezclado (pág. 16).



Fuente: Imbarack Charad (2006), citado en Fontalvo Aragón (2014).

Los métodos secuenciales simulan el comportamiento del sistema a través del tiempo, es decir que los modelos matemáticos del sistema se construyen de forma que puedan generar una historia artificial para éste, desde la cual se infieren los parámetros estadísticos de interés (Imbarack Charad, 2006).

2.5.2 Distribución exponencial

En la práctica, los parámetros que normalmente se asocian con la evaluación de la confiabilidad se describen mediante distribuciones de probabilidad. Los tiempos de falla obedecen a una distribución de probabilidad que puede, o no, ser conocida y que describe la probabilidad de que un componente dado falle dentro de un cierto tiempo específico o sobreviva más allá de un cierto tiempo especificado (Rincón B., Material de clase, 2020, pág. 2). En la evaluación de la confiabilidad, la variable aleatoria es frecuentemente el tiempo. Si en $t = 0$, se sabe que el componente o sistema está funcionando, entonces su probabilidad de falla es cero. Cuando $t \rightarrow \infty$, la probabilidad de falla tiende a la unidad, ya que es una certeza que el componente o sistema fallará dado que el tiempo de exposición a la falla es lo suficientemente largo. Por lo tanto, esta característica es equivalente a la función de distribución acumulada y es una medida de la probabilidad de falla en función del tiempo (Rincón B., Material de clase, 2020, pág. 3).

La distribución exponencial, o estrictamente la exponencial negativa, es probablemente la distribución más conocida y utilizada en la evaluación de la confiabilidad de los sistemas. El factor más importante para que sea aplicable es que la tasa de riesgo debe ser constante, en cuyo caso se define como la tasa de falla λ . En la práctica, la distribución exponencial negativa se utiliza ampliamente en el análisis de sistemas reparables en los que los componentes alternan entre estados operativos o ascendentes y de falla o interrupción (Rincón B., Material de clase, 2020, pág. 23).

Se utiliza con frecuencia sin demostrar que la tasa de fallas sea constante o independiente del tiempo. Como menciona Rincón B., hay tres justificaciones hechas para esto.

1. Las técnicas analíticas, particularmente para sistemas grandes, son muy complejas a menos que se hagan simplificaciones.
2. Los datos utilizados en el ejercicio de evaluación suelen ser muy limitados e insuficientes para verificar la distribución subyacente correcta.
3. Se puede demostrar que si la preocupación es solo con los valores de estado límite de la probabilidad del sistema, entonces la distribución subyacente pierde su significado

y los resultados son idénticos cualquiera que sea la distribución que se use¹ (Material de clase, 2020, pág. 24).

2.5.3 Cadenas de Markov

El enfoque de Markov se puede aplicar al comportamiento aleatorio de sistemas que varían de manera discreta o continua con respecto al tiempo y al espacio. Para que el enfoque básico de Markov sea aplicable, el comportamiento del sistema debe caracterizarse por una falta de memoria, es decir, los estados futuros de un sistema son independientes de todos los estados pasados excepto el inmediatamente anterior. La probabilidad de hacer una transición de un estado dado a otro es la misma (estacionaria) en todo momento en el pasado y en el futuro (Rincón B., Material de clase, 2020, pág. 2).

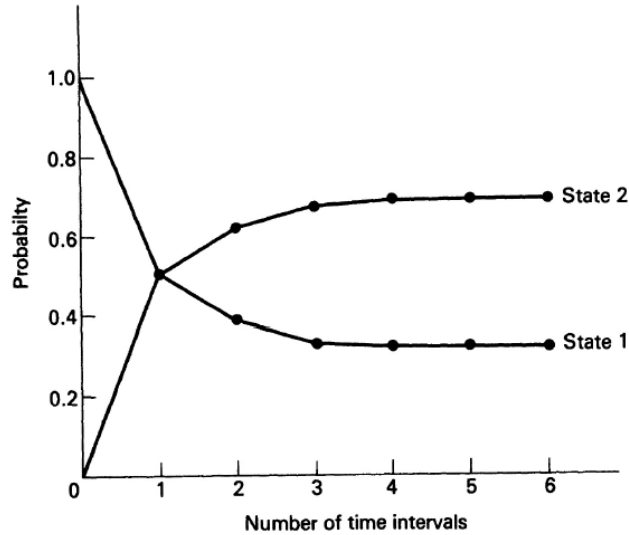
En el caso general de los modelos de Markov, tanto el tiempo como el espacio pueden ser discretos o continuos. En el caso particular de la evaluación de la confiabilidad del sistema, el espacio normalmente se representa solo como una función discreta, mientras que el tiempo puede ser discreto (Cadenas de Markov) o continuo (Proceso de Markov) (Rincón B., Material de clase, 2020, pág. 3). Se asume que las probabilidades de permanecer o salir de un estado particular en un tiempo finito son constantes para todos los tiempos en el futuro.

Estas características se conocen como comportamiento transitorio o valores dependientes del tiempo de las probabilidades de estado. A medida que aumenta el número de intervalos de tiempo, los valores de las probabilidades de estado tienden a un valor constante o límite como se evidencia en la

¹ Esta justificación es inapropiada si se evalúan valores de probabilidad dependientes del tiempo. En este caso, la distribución puede provocar diferencias muy marcadas en los valores de probabilidad del sistema.

Figura 3.

Figura 3. Valores límite de probabilidad.



Fuente: Tomado de Rincón B. (Material de clase, 2020, pág. 6).

Estos valores limitantes de probabilidad se conocen como valores de estado límite o valores independientes del tiempo de las probabilidades de estado. Aunque el comportamiento transitorio es muy dependiente de las condiciones iniciales, los valores límite de las probabilidades de estado son totalmente independientes de las condiciones iniciales. Los problemas de confiabilidad normalmente se relacionan con sistemas que son discretos en el espacio y continuo en el tiempo.

2.5.4 Espacio de estados

Un sistema se puede modelar a través de sus estados operativos considerando tasas de transición que permiten ir y volver a un determinado modo de operación tal como se presentó en la Figura 2

En algunas situaciones prácticas, un solo componente puede estar mejor representado por más de dos estados. En una aplicación práctica dada, pueden existir estados reducidos adicionales y es necesario que el analista aprecie estos estados adicionales y los represente en el diagrama.

Si se asume una tasa de falla constante (distribución exponencial) es necesario tener en cuenta otras conjeturas asociadas a las cadenas discretas de Markov; que el sistema carece de memoria y que el sistema es estacionario, es decir que, la probabilidad de pasar de un estado a otro es constante. Para determinar la probabilidad de residir en cada estado después de

cierto intervalo de tiempo, se debe hallar en primer lugar la matriz de probabilidad transicional que se define como:

$$P = \begin{pmatrix} P_{11} & P_{12} & P_{13} & \cdots & P_{1n} \\ P_{21} & P_{22} & P_{23} & \cdots & P_{2n} \\ P_{31} & P_{32} & P_{33} & \cdots & P_{3n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{n1} & P_{n2} & P_{n3} & \cdots & P_{nn} \end{pmatrix} \quad (19)$$

P es una matriz cuadrada de dimensiones $n \times n$ donde n es el número de estados y P_{ij} es la probabilidad de hacer transición al estado j partiendo del estado i .

Si elevamos la matriz de probabilidad transicional al cuadrado (P^2) determinamos las probabilidades de los diferentes estados en el segundo intervalo de tiempo y así sucesivamente. Sin embargo, cuando el sistema es no ergódico (depende de condiciones iniciales), la matriz transicional se debe multiplicar por un vector $P_{(0)}$ que contiene los valores de probabilidad de las condiciones iniciales. La matriz de probabilidad transicional se completa a partir del diagrama de estados teniendo en cuenta que la suma de probabilidades de estar en cada estado debe ser igual a uno (1.0).

Sin embargo, tal como ocurre en la Figura 2 las transiciones se encuentran en función de las tasas de falla y reparación. Para encontrar la matriz de probabilidad transicional es necesario aplicar la siguiente definición:

$$P = I + H \quad (20)$$

Donde I corresponde a la matriz identidad y H es una matriz que relaciona las tasas de falla y de reparación a partir de las transiciones de estado.

Los elementos de la diagonal principal (H_{ii}) de la matriz H corresponden a la sumatoria de las tasas de salida del estado i con signo negativo. Los demás elementos (H_{ij}) corresponden a las tasas de transición del estado i al estado j .

Para determinar la probabilidad de estado estable de residir en cada estado, debemos evaluar la matriz de probabilidad transicional después de un intervalo largo de tiempo ($t \rightarrow \infty$). Lo anterior se puede escribir matemáticamente como:

$$\alpha \cdot P = \alpha \quad (21)$$

Donde α es la probabilidad de estado estable (o estado estacionario) de cada estado del sistema.

El sistema $n \times n$ contiene una ecuación linealmente dependiente que se puede comprobar con el rango de la matriz. Para solucionar el sistema de ecuaciones se debe tener en cuenta que la suma de probabilidades de estar en cada estado debe ser igual a uno (1.0).

3. ESCENARIOS DE PARTICIPACIÓN DE PROSUMIDORES

En este capítulo se describe detalladamente la manera en que se plantearon los escenarios de participación de prosumidores, comenzando desde la descripción del sistema de prueba hasta las diferentes combinaciones de las variables inciertas que surgen de aplicar la Metodología de Escenarios Reducidos (MER). Este planteamiento de escenarios tiene en cuenta normativa colombiana y combinaciones de valores máximos y mínimos.

3.1 Sistema de prueba

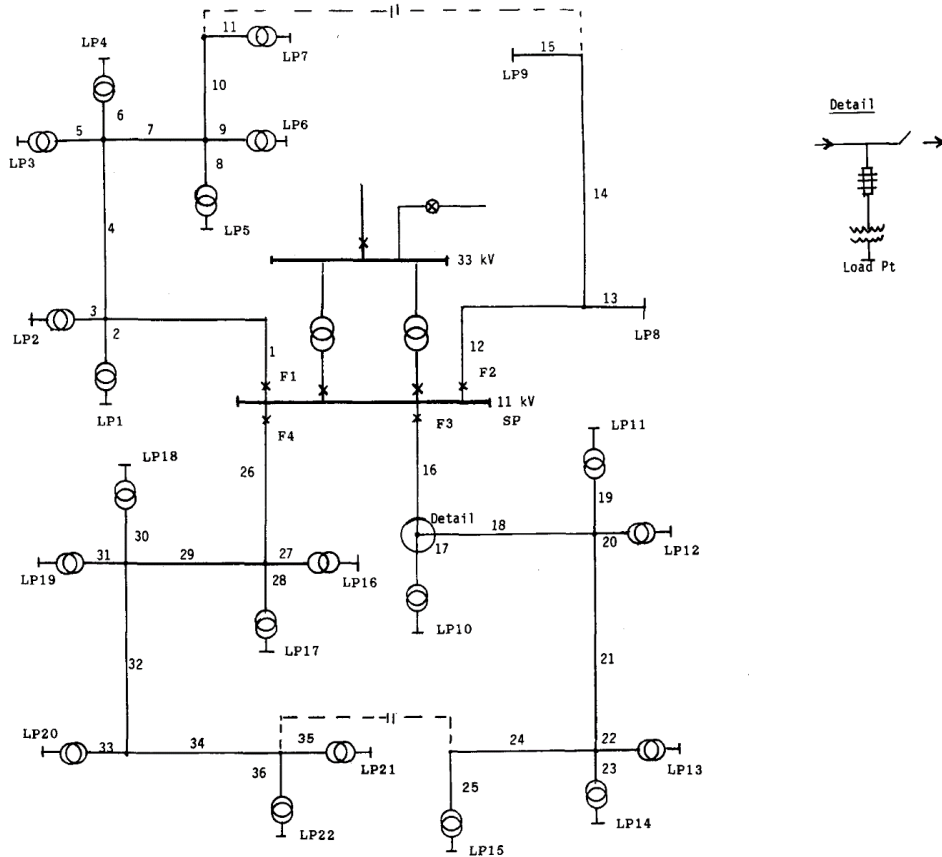
Con respecto a los sistemas de prueba para la evaluación de la confiabilidad, existen dos tipos de propuestas muy utilizadas en la literatura: los sistemas IEEE-RTS (*Reliability Test System*) y los RBTS (*Roy Billinton Test System*). Por ejemplo, en Bangalore & Bertling, (2011, Diciembre) se utiliza el sistema de prueba de distribución RBTS Bus-2 y se propone extensiones al sistema prueba para incluir la integración de vehículos eléctricos en el sistema de distribución. En este caso, el RBTS Bus 2 es una alternativa llamativa para hacer la evaluación de confiabilidad con usuarios prosumidores y al igual que el artículo en mención, se tendrán que hacer pequeñas modificaciones para analizar el impacto de estos usuarios.

En Allan, Billinton, Sjarief, Goel, y So (1991, págs. 813-820) se describen detalladamente los sistemas de prueba de distribución RBTS Bus 2 y Bus 4. De acuerdo con los autores, estos sistemas son para usar en la enseñanza de la evaluación de la confiabilidad del sistema eléctrico y se consideran una ayuda muy importante porque contiene todos los datos necesarios para realizar análisis básicos de confiabilidad. También, contiene los resultados básicos para una variedad de estudios de casos y configuraciones alternativas de diseño / operación. Las especificaciones del sistema de prueba seleccionado se resumen en Bangalore & Bertling (2011, Diciembre, págs. 1-7) y son las siguientes:

- i. El sistema de distribución Bus 2 es de naturaleza radial.
- ii. El sistema es alimentado por dos transformadores de 33/11 kV, 16 MVA.
- iii. La distribución adicional del suministro se realiza desde la celda de 11 kV.
- iv. El sistema de distribución tiene clientes de alta y baja tensión. Los clientes de baja tensión de 0,415 kV se alimentan a través de transformadores de 11 / 0,415 kV y los clientes de 11 kV se alimentan directamente.
- v. Para el análisis de confiabilidad en este documento, el suministro de 33 kV se ha considerado 100% confiable.

La Figura 4 muestra el sistema de distribución. En (Allan et al., 1991) se presentan más detalles del sistema de prueba.

Figura 4. Sistema de prueba de distribución RBTS Bus 2.



Fuente: Tomado de Allan, Billinton, Sjarief, Goel, & So (1991, págs. 813-820).

3.2 Metodología de escenarios reducidos

Para hacer el planteamiento de los escenarios se tuvo en cuenta la Metodología de Escenarios Reducidos (MER) que se presenta en (Correa, Sánchez, & Panesso, 2020). En este trabajo, se presentan unas conjeturas asociadas a incertidumbres en la generación eólica que fueron adaptadas a este estudio bajo la premisa de la proliferación de usuarios prosumidores.

Para el presente trabajo se supone que la demanda puede variar entre un máximo y un mínimo, alrededor del valor previsto/nominal. Además, el funcionamiento de los nodos con prosumidores lleva a una demanda que varía desde cero hasta el valor nominal, de acuerdo con las curvas de carga diaria de los diferentes usuarios. Así mismo, el suministro de energía

a la red por parte de los prosumidores varía desde cero hasta un límite establecido por normativas actuales en Colombia (Sección 3.3 iii). Por lo tanto, para un sistema de energía con Nd nodos de demanda y Np nodos con prosumidores, un total de $Nd + Np$ variables inciertas están presentes, y la confiabilidad se evalúa exponiendo el sistema de prueba a cualquier combinación de éstas garantizando que no haya corte de carga ni energía de prosumidores desperdiciada.

3.2.1 Conjeturas

Para abordar este problema con un número representativo y suficiente de escenarios, deben hacerse las siguientes conjeturas:

- i. Sobre los valores extremos: Las condiciones de operación más críticas están relacionadas con los valores extremos de las variables inciertas (Florez, Ocampo, & Zuluaga, 2014). Lo anterior conduce a una idea básica, pero importante: los escenarios deben contener combinaciones de valores máximos y mínimos de variables inciertas, sean o no conocidas las Funciones de Densidad de Probabilidad (FDP) (Correa, Sánchez, & Panesso, 2020, pág. 241). Como resultado, 2^{Np} escenarios son generados para establecer todas las combinaciones de prosumidores (niveles máximos y mínimos), con la demanda máxima.
- ii. Sobre la maximización de la energía de los prosumidores: Para que la solución del algoritmo tienda hacia la maximización de la energía disponible de los prosumidores, se deben desarrollar escenarios extremos. Esto se logra ajustando la energía suministrada al máximo y ajustando la demanda al mínimo. La lógica de este escenario es tal que, incluso en momentos de baja cargabilidad, la red de distribución debe proveer los caminos para aprovechar la energía suministrada por los prosumidores. De esta forma, se evita energía de este tipo desperdiciada, incluso si la generación convencional pudiera, potencialmente, suministrar carga.

3.3 Planteamiento de escenarios

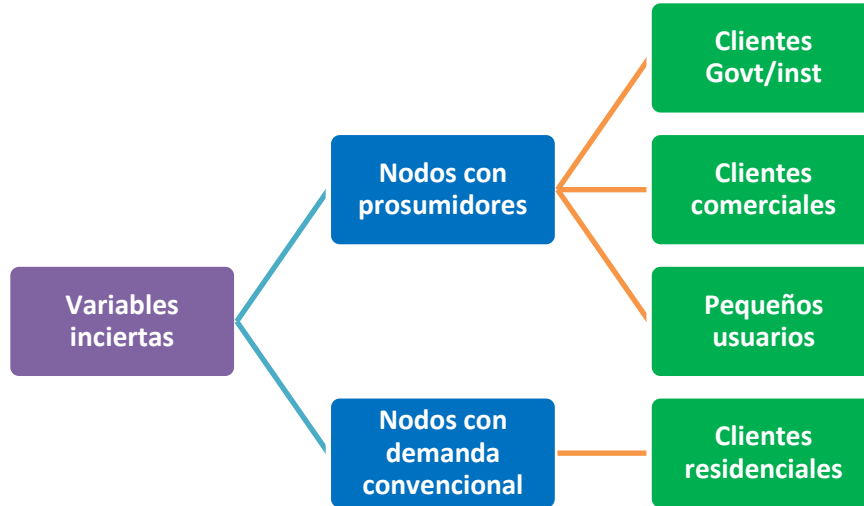
Para hacer el planteamiento de escenarios se define el siguiente procedimiento:

- i. Establecer las variables inciertas ($Np + Nd$)

En el sistema de prueba seleccionado se definen los tipos de clientes. Las variables inciertas en términos generales se definen como nodos con prosumidores y nodos con demanda convencional. A partir de esta caracterización se definen las variables

inciertas que incluyen también cada uno de los puntos de carga según el tipo de cliente tal como se muestra en la Figura 5.

Figura 5. Caracterización de variables inciertas.

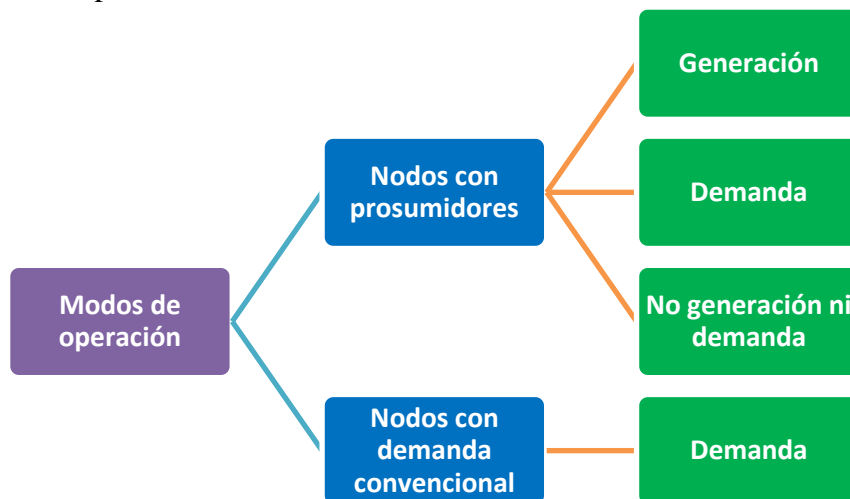


Fuente: Elaboración propia.

ii. Definir modos de operación de las variables inciertas

Los nodos con demanda convencional no incluyen el modo de generación, solo demanda. En cambio, los nodos con prosumidores pueden generar, demandar o satisfacer su propia demanda (no generación ni demanda).

Figura 6. Modos de operación de variables inciertas.



Fuente: Elaboración propia.

iii. Definir rangos de variación de las variables inciertas

En cada punto de carga está definido la demanda pico y promedio por tipo de cliente según información suministrada por el sistema de prueba. La resolución 030 de 2018 en su artículo 5 denominado Estándares técnicos de disponibilidad del sistema en el nivel de tensión 1 establece que "...para efectuar una solicitud de conexión de un GD (Generador distribuido) o un AGPE (Autogenerador a Pequeña Escala) a un sistema de distribución local en el nivel de tensión 1, el solicitante deberá verificar, en la página web del OR, que la red a la cual desea conectarse tenga disponibilidad para ello y cumpla con los siguientes parámetros:

- a) La sumatoria de la potencia instalada de los GD o AGPE que entregan energía a la red debe ser igual o menor al 15% de la capacidad nominal de circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión. La capacidad nominal de una red está determinada por la capacidad del transformador..." (CREG, 2018)

El anterior parámetro de conexión se tiene en cuenta para establecer el valor límite de entrega de energía a la red por parte de los usuarios prosumidores. Con respecto a la demanda, se plantean usuarios residenciales, comerciales y gubernamentales/institucionales que poseen curvas de carga típicas y con ellas se establecen los valores mínimos y máximos de potencia demandada. En ese orden de ideas, se propone definir los rangos de variación de las variables inciertas en términos de potencia y en particular, a partir de la capacidad nominal de los transformadores asociados a cada punto de carga. A través de la demanda pico de cada punto de carga se establece la capacidad nominal del transformador mediante el siguiente criterio:

El factor de utilización del transformador puede variar entre el 80 y el 120%. El factor de utilización F_U en un sistema eléctrico en un intervalo de tiempo t , es la razón entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema (capacidad instalada), es decir:

$$F_U = \frac{\text{Carga máxima}}{\text{Capacidad instalada}} \quad (22)$$

Es conveniente hacer notar que mientras el factor de demanda da el porcentaje de carga instalada que se está alimentando, el factor de utilización indica la fracción de la capacidad del sistema que se está utilizando durante el pico de carga en el intervalo

considerado, (es decir, indica la utilización máxima del equipo o instalación) (Ramírez, 2004, págs. 26-27).

Este procedimiento se realiza para poder establecer la capacidad nominal de los transformadores en función de la demanda pico y el criterio mencionado. Así mismo, para la selección se tiene en cuenta la capacidad nominal de transformadores comerciales como se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Transformadores de media tensión comerciales

No.	Capacidad* [kVA]
1	300
2	500
3	750
4	1000
5	1500
6	2000

*Se asume que el factor de potencia de los transformadores es unitario.

Fuente: Elaboración propia

Al seleccionar la capacidad nominal del transformador en cada punto de carga se pueden establecer en términos de potencia los valores máximos de generación por parte de los nodos con prosumidores considerando el 15% de la capacidad nominal de los transformadores en estos puntos.

iv. Establecer valores máximos y mínimos de las variables inciertas

En la Tabla 2 se establecen los valores máximos de generación de los nodos con prosumidores. Como ya se había comentado, se hace a partir de la capacidad nominal de los transformadores, los cuales están en función de la demanda pico de cada punto de carga.

Tabla 2. Valores máximos de inserción de potencia para nodos con prosumidores.

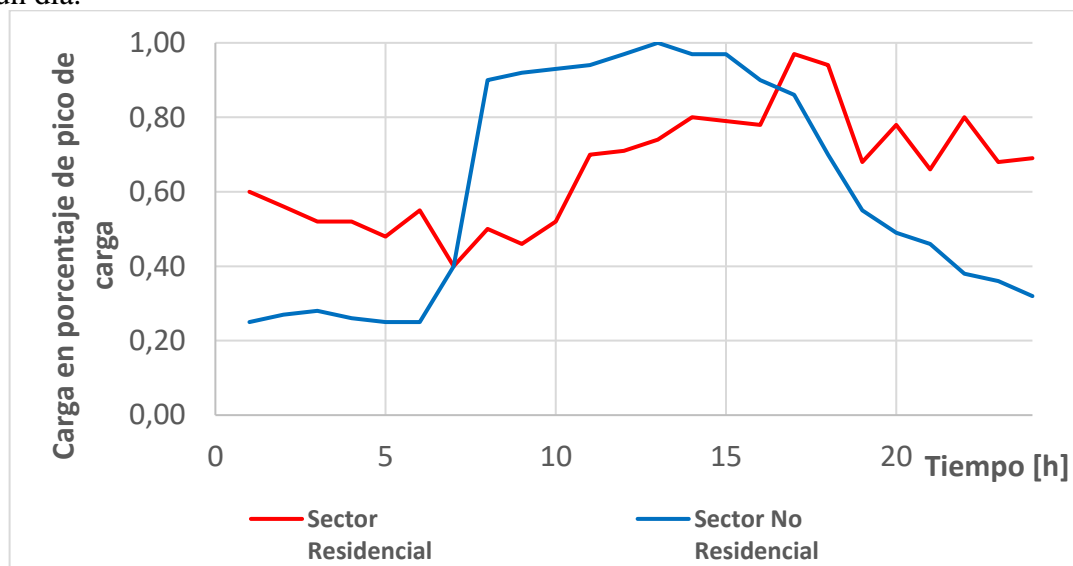
Puntos de carga	Tipo de cliente	Nivel de carga pico MW	Transformador kVA	Factor de Utilización en hora pico	Generación Máx. kVA (15%)
8	peq. usuario	1,6279	1500	1,085	225
9	peq. usuario	1,8721	2000	0,936	300
4	govt/inst	0,9167	1000	0,917	150
5, 13, 14, 20, 21	govt/inst	0,9167	1000	0,917	150
6, 7, 15, 16, 22	comercial	0,750	750	1,000	112,5

Fuente: Elaboración propia

Se seleccionaron como nodos con prosumidores los tipos de cliente no residenciales debido a que en la práctica es muy probable que ellos instalen mayoritariamente fuentes de energías renovables debido a los estímulos del gobierno por promover las fuentes no convencionales de energía. Los principales incentivos están dados por la ley 1715 de 2014 entre los que se encuentran: deducción especial del impuesto sobre la renta, depreciación acelerada, exclusión del IVA en la adquisición de bienes y servicios y la exclusión del gravamen arancelario. Por otro lado, en términos de inserción de potencia estos tipos de clientes no residenciales tendrían mayor influencia en la red de distribución por los niveles de carga que manejan.

La demanda mínima y máxima de cada punto de carga se define a partir de dos curvas de carga diarias normalizadas y en función de la demanda pico. Aquí se distinguen dos tipos de clientes: residenciales y no residenciales (véase Figura 7). Cabe recordar que una curva de carga es la representación gráfica de cómo varía la demanda de energía eléctrica en un determinado intervalo de tiempo. Se pueden plantear para cargas en el sistema y pueden ser residenciales, comerciales, mixtas o de alumbrado público. Estas curvas permiten hacer una representación del comportamiento de los usuarios en cierto intervalo de tiempo constante y además permite a los ingenieros, mediante el factor de demanda (FD) plantear las redes para que funcionen de manera óptima de acuerdo con la cantidad de usuarios y en sí mismo a la energía demandada.

Figura 7. Perfil de carga para complejos residenciales y no residenciales durante un período de un día.



Fuente: Modificado de Walling & Shattuck (2007, Mayo) y citado en Bangalore & Bertling (2011, Diciembre).

De las curvas de carga diarias se obtienen los valores máximos y mínimos en términos de potencia para hacer simulaciones que permitan estimar índices de confiabilidad con enfoque al cliente y al sistema a partir de distintos escenarios de participación de usuarios prosumidores. Se asume que las cargas y las fuentes se comportan en el mismo valor (máximo o mínimo) las 8760 horas del año para evaluar solamente cómo se comporta la confiabilidad del sistema ante variaciones en la generación y la demanda.

- v. Establecer $1 + 2^{Np}$ escenarios con combinaciones de valores máximos y mínimos

Para abordar este problema con un número representativo y suficiente de escenarios, se establecen 9 escenarios que combinan los modos de operación de las variables inciertas tal como se muestra en la Tabla 3. Allí se observa que las variables inciertas se organizaron por tipo de usuario para no abordar demasiados escenarios. En ese orden de ideas, se modelará cada punto de carga a partir de la información establecida en esta tabla y se analizará como cada escenario afecta la confiabilidad de la red de distribución.

Tabla 3. Estimación de escenarios representativos a partir de MER.

Esc.	Nodos con prosumidores											Nodos con demanda convencional									
	Govt/inst					Comercial					Small users		Residencial								
	4	5	13	14	20	21	6	7	15	16	22	8	9	1	2	3	10	11	12	17	18
0	dprom					dprom					dprom		dprom		dprom		dprom		dprom		
1	gmax					gmax					gmax		dmin		dmin		dmin		dmin		
2	gmax					gmax					gmax		dmax		dmax		dmax		dmax		
3	gmax					gmax					gmax		dmax		dmin		dmax		dmax		
4	gmax					gmax					gmax		dmin		dmax		dmin		dmin		
5	0					0					0		dmin		dmin		dmin		dmin		
6	0					0					0		dmax		dmax		dmax		dmax		
7	dmin					dmin					dmin		dmin		dmin		dmin		dmin		
8	dmax					dmax					dmax		dmax		dmax		dmax		dmax		
9	dmax					dmin					dmax		dmin		dmin		dmax		dmax		

Fuente: Elaboración propia.

El escenario 0 se considera el escenario promedio. Los escenarios 4, 5 y 9 se pueden considerar como escenarios intermedios, los demás son escenarios extremos. Todos estos escenarios permitirán analizar la influencia de los usuarios prosumidores en el sistema de

distribución (enfoque al sistema y a los clientes). Para efectos de la simulación se consideró el valor de g_{max} en términos de potencia como un valor negativo. Para hallar la cantidad de usuarios y carga desconectada por componente para todos los escenarios planteados, se tuvieron en cuenta los puntos de carga asociados a cada componente, la cantidad de usuarios conectados a cada punto de carga, el nivel de carga pico que depende del modo de operación de cada punto de carga y un factor asociado también al modo de operación y a los valores extremos de las curvas de carga diaria (véase Anexo).

4. METODOLOGÍA PROPUESTA

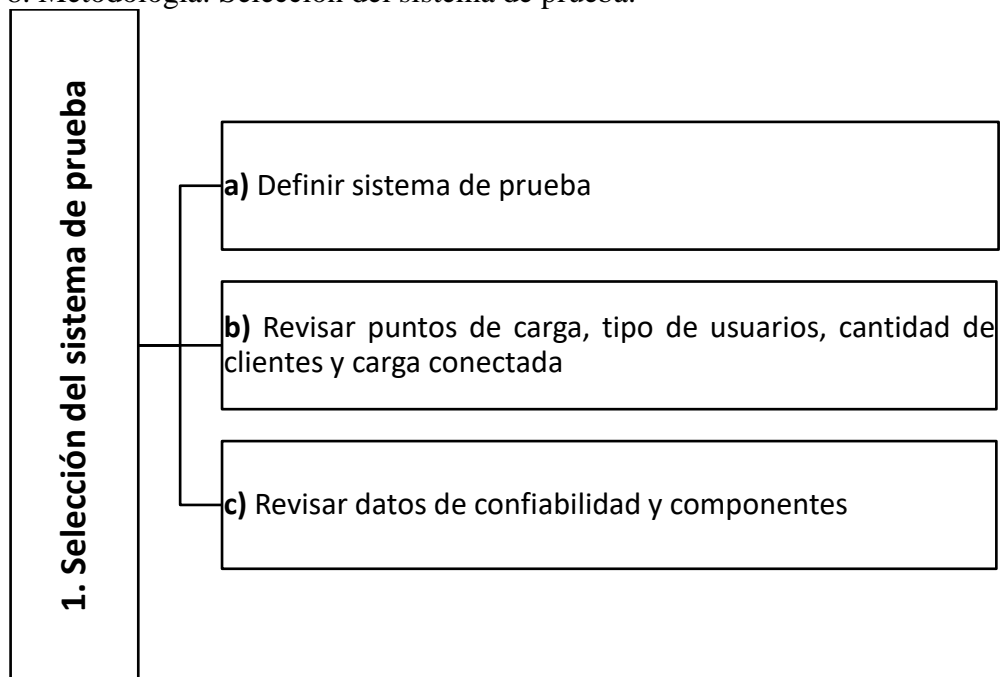
En este capítulo se describe la metodología propuesta, las simulaciones de los escenarios de participación de prosumidores planteados en la sección 3.3 v) a partir del método de Montecarlo secuencial asíncrono y el respectivo análisis de la implementación en Matlab®.

Para obtener los índices de confiabilidad por medio del método de Montecarlo se tuvieron en cuenta cuatro aspectos importantes:

1. Selección del sistema de prueba
2. Aplicación de Metodología de Escenarios Reducidos (MER)
3. Planteamiento de escenarios de participación de usuarios prosumidores
4. Estimación de índices de confiabilidad con simulación de Montecarlo

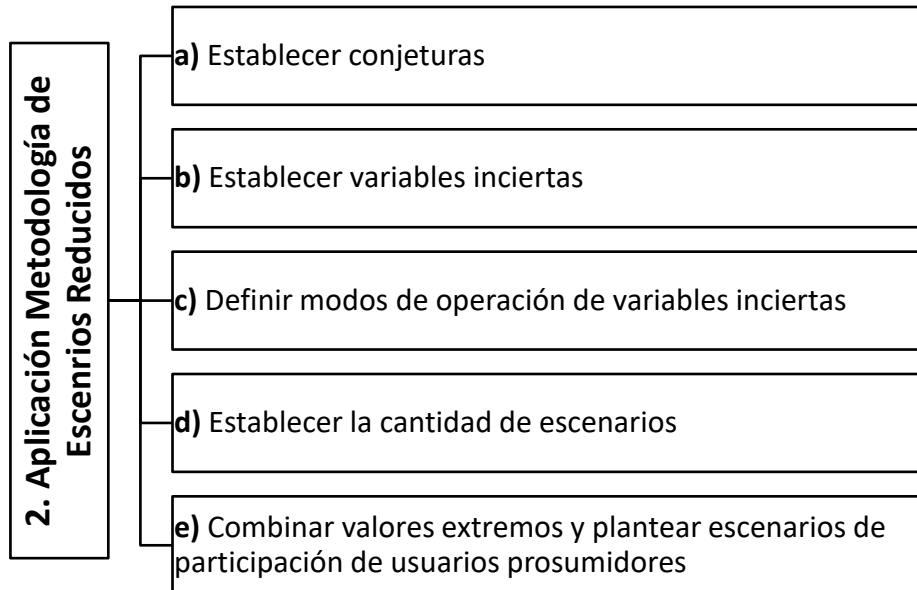
Los tres (3) primeros aspectos se describen en el Capítulo 3. En las Figura 8 y Figura 11 se describe la metodología propuesta.

Figura 8. Metodología: Selección del sistema de prueba.



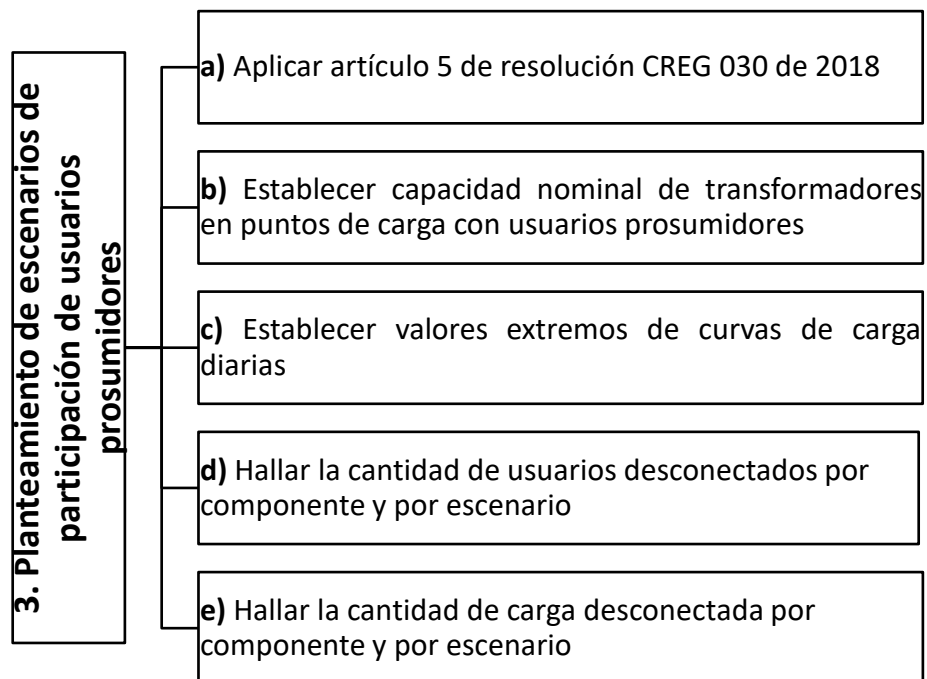
Fuente: Elaboración propia.

Figura 9. Metodología: Aplicación de Metodología de Escenarios Reducidos con la premisa de la proliferación de usuarios prosumidores.



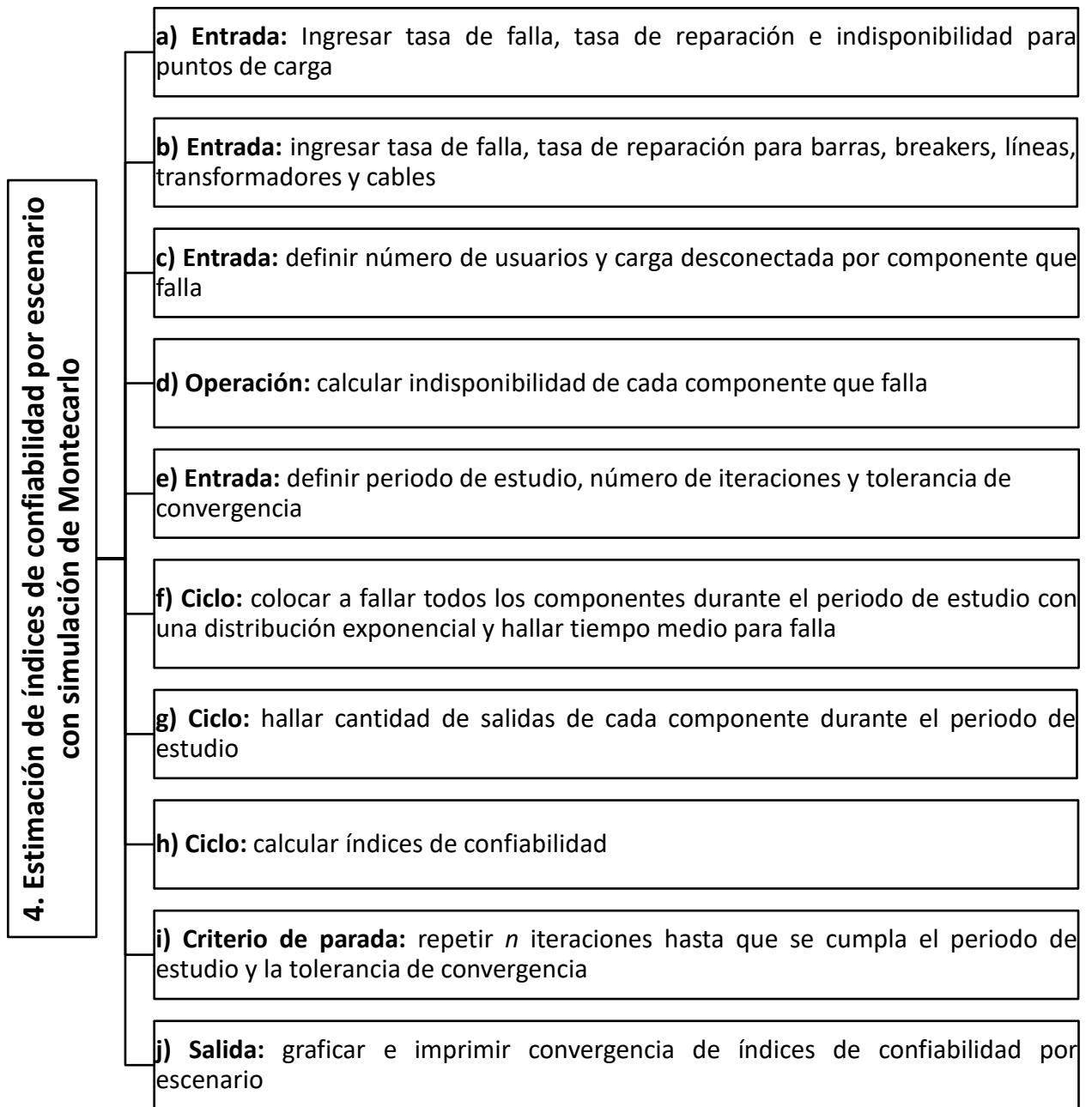
Fuente: Elaboración propia.

Figura 10. Metodología: Planteamiento de escenarios de participación de usuarios prosumidores



Fuente: Elaboración propia.

Figura 11. Metodología: Estimación de índices de confiabilidad por escenario con Simulación de Montecarlo.



Fuente: Elaboración propia.

Para efectos de la simulación se consideró un periodo de estudio de 10 años ya que este tiempo nos permite visualizar salidas de componentes con tasas de falla bajas como las barras, transformadores e interruptores automáticos. Se considera que los tiempos de falla y

de reparación son constantes y se modelan mediante una distribución exponencial aleatoria de la forma $e^{-\lambda t}$.

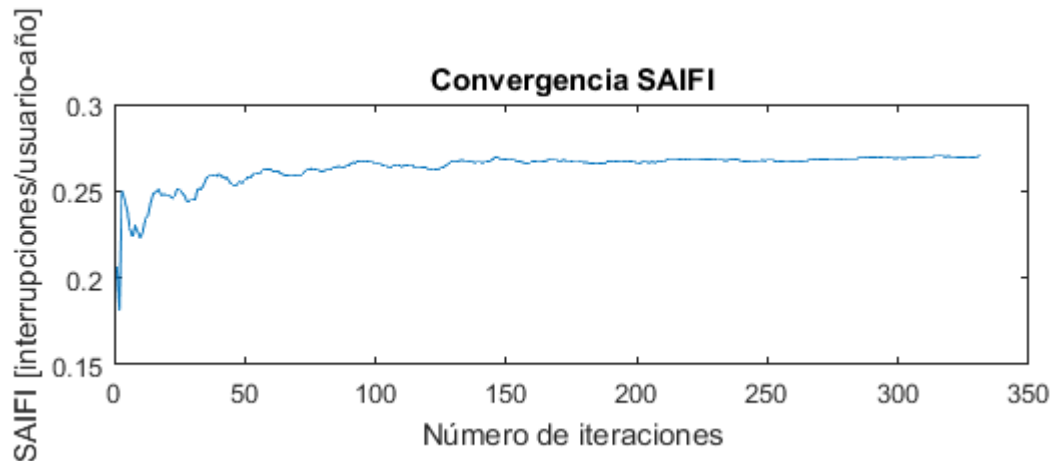
Se estableció como tolerancia de convergencia el valor de 1×10^{-6} y un total de 100.000 iteraciones. Así mismo, se asume que solo puede fallar un componente a la vez, no se consideran las variaciones horarias de las curvas de carga diarias de los usuarios, solo se tienen en cuenta los valores máximos y mínimos de demanda y generación.

4.1 Análisis general de resultados

A continuación, se presentan las convergencias obtenidas para los índices seleccionados teniendo en cuenta el escenario No. 0 o escenario promedio. Este escenario sirve como punto de comparación para analizar tanto la metodología de escenarios reducidos como los escenarios de participación de prosumidores planteados.

En la Figura 12 se observa la convergencia del índice SAIFI, vemos que para los 1908 usuarios del sistema de distribución de estudio, el índice tiende al valor de 0.27 interrupciones por usuario al año de acuerdo con el periodo de simulación (10 años). Este valor da una idea de que la confiabilidad de no sufrir interrupciones para un usuario conectado es alta.

Figura 12. Convergencia del índice SAIFI para el escenario No. 0 o escenario promedio.

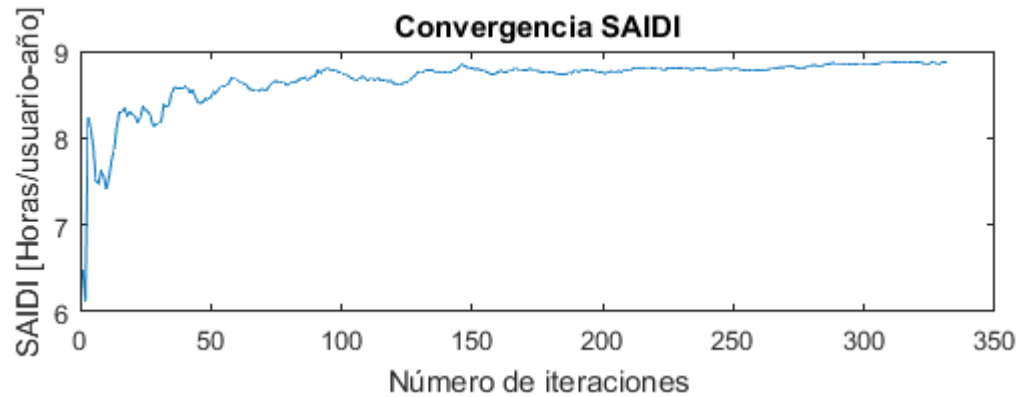


Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 13 se observa la convergencia del índice SAIDI. De acuerdo con la simulación el valor de la duración de interrupción promedio del sistema tiende a 8.8 horas por usuario al año para el escenario promedio. Este tiempo es un valor alto y puede estar relacionado con las altas tasas de reparación de la mayoría de los componentes que es mayor a 30 horas. El

hecho de que la tasa de reparación de los componentes más importantes como barras y breakers sea baja (menor a 4 horas) es una premisa que nos podría indicar el gran aporte que tienen en la duración de la interrupción, la cual no se alejó demasiado de este valor, por esta razón, podría decirse que gracias a las tasas de reparación de los principales componentes este índice no fue más alto.

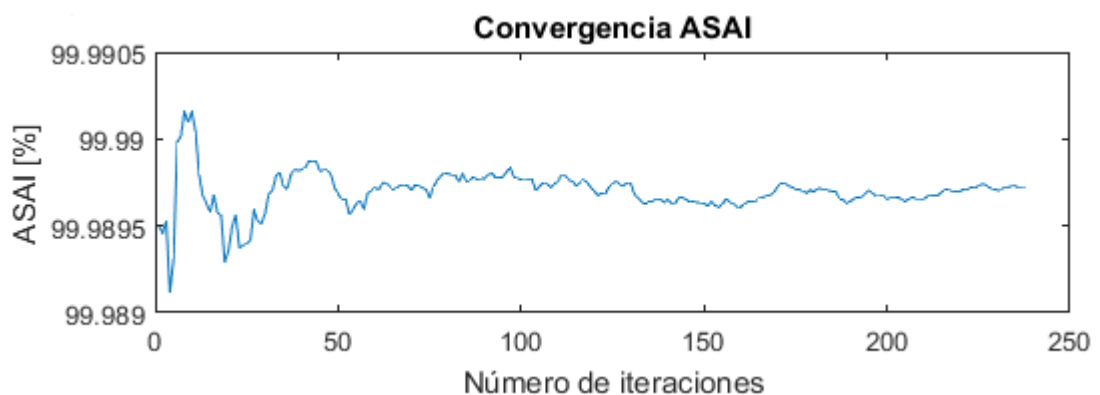
Figura 13. Convergencia del índice SAIDI para el escenario No. 0 o escenario promedio.



Fuente: Elaboración propia.

El índice promedio de disponibilidad del servicio ASAI convergió según las simulaciones al valor de 99.98 % como se muestra en la Figura 14. Esta confiabilidad es alta y se puede deber a las baja cantidad de interrupciones al año que se presentan en el sistema de estudio.

Figura 14. Convergencia del índice ASAI para el escenario No. 0 o escenario promedio.

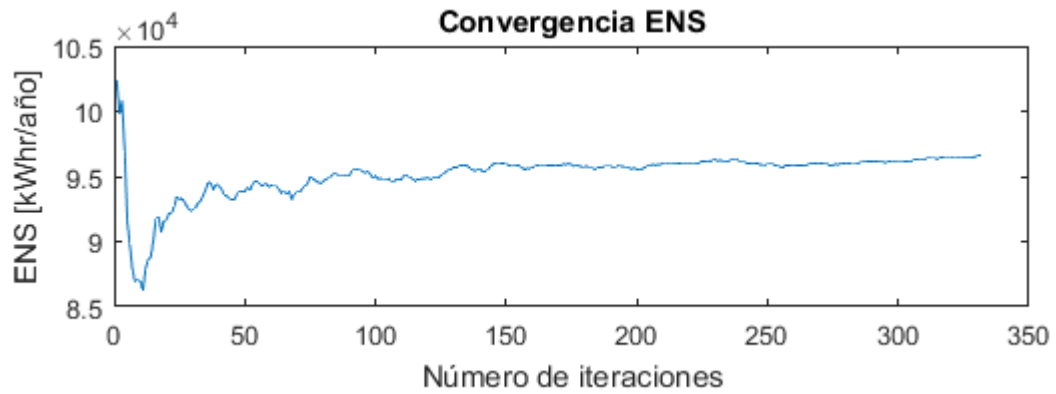


Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 15 se observa que la convergencia del índice ENS tiende a 97.000 kWh/año. Esta energía es la que se espera no pueda ser suministrada a los usuarios por año. Este índice es útil para los operadores de red ya que les permite estimar la cantidad de energía que no se

facturó y crear estrategias de la viabilidad para invertir en la mejora de la confiabilidad del sistema o en los programas de mantenimientos preventivos, etc.

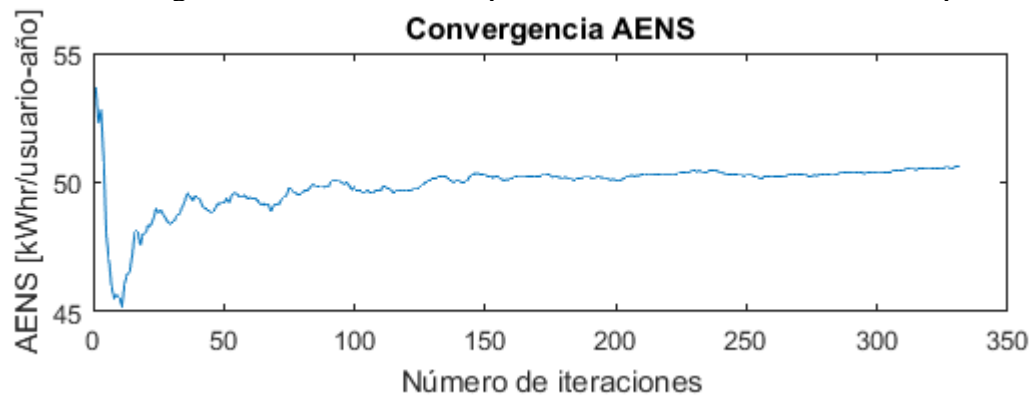
Figura 15. Convergencia del índice ENS para el escenario No. 0 o escenario promedio.



Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 16 se presenta la convergencia del índice AENS. De acuerdo con las simulaciones el valor de esa energía no suministrada tiende a 50 kWh por usuario al año.

Figura 16. Convergencia del índice AENS para el escenario No. 0 o escenario promedio.



Fuente: Elaboración propia.

Los índices de confiabilidad también se calcularon para cada uno de los escenarios planteados. Los escenarios 1 – 5 tienen participación de usuarios prosumidores; en los escenarios 1, 2 y 3 en determinados puntos de carga se suple la demanda y además se entrega hasta un 15% de la potencia del transformador al cual están conectados y en los dos escenarios restantes (4 y 5) solo se suple la energía demandada en los puntos de carga con usuarios prosumidores. En los escenarios 6 – 9 solo hay demanda (no hay generación). Con base en los valores máximo y mínimo por tipo de usuario de la curva de carga diaria seleccionada (véase Figura 7), se plantearon modos de operación que combinan valores

extremos reflejados en la demanda en cada punto de carga. Los resultados obtenidos al simular estos escenarios se anotaron en la Tabla 4.

Tabla 4. Índices de confiabilidad obtenidos por escenario a partir de simulaciones de Montecarlo.

Escenario	SAIFI	SAIDI	ASAI	ENS	AENS
0 (Prom.)	0.2685	8.8345	99.99	97012.38	50.85
1	0.2639	8.4171	99.99	10383.42	5.44
2	0.2632	8.6677	99.99	48101.90	25.21
3	0.2698	8.7752	99.99	36932.01	19.36
4	0.2572	8.4513	99.99	23087.21	12.10
5	0.2632	8.6678	99.99	25921.50	13.59
6	0.2698	8.7752	99.99	63587.53	33.33
7	0.2690	8.8425	99.99	48925.80	25.64
8	0.2689	8.8352	99.99	156670.13	82.11
9	0.2664	8.7154	99.99	100739.48	52.80

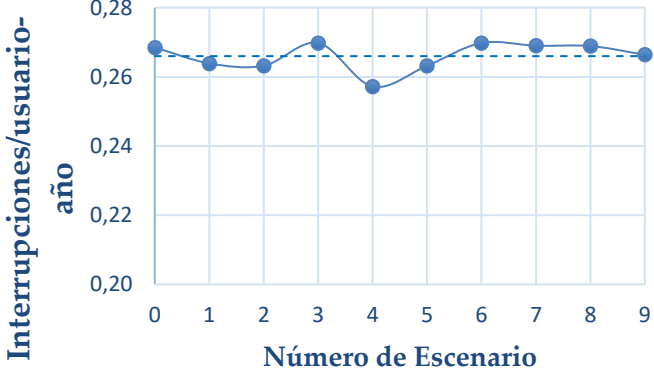
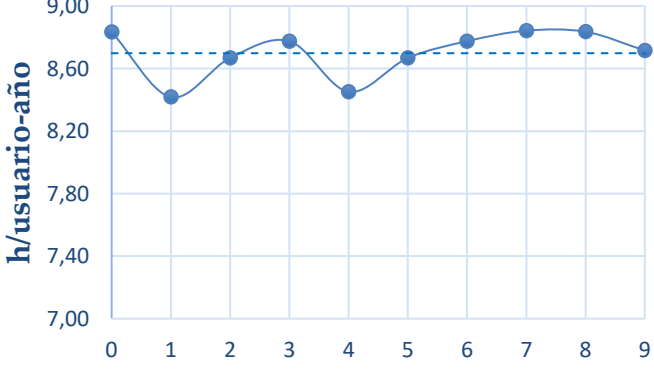
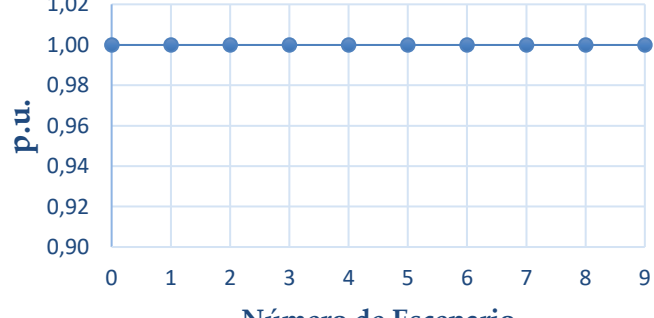
Unidades: SAIFI – interrupciones/usuario-año, SAIDI – h/usuario-año, ASAI – %, ENS – kWh/año, AENS – kWh/usuario-año

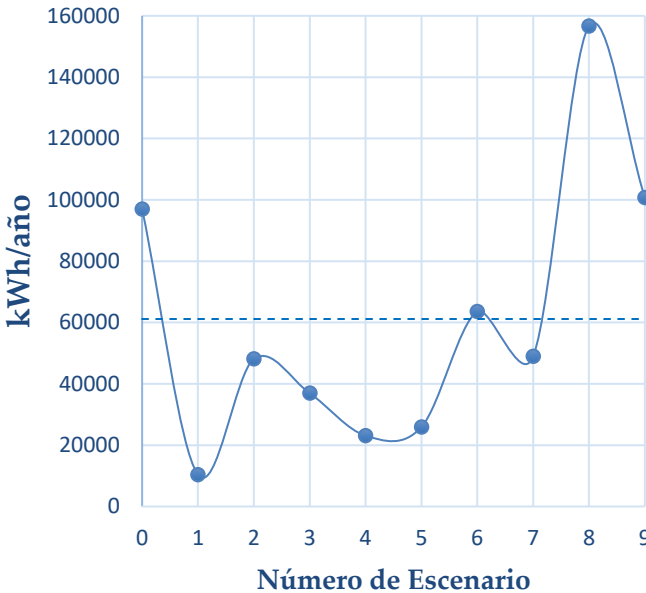
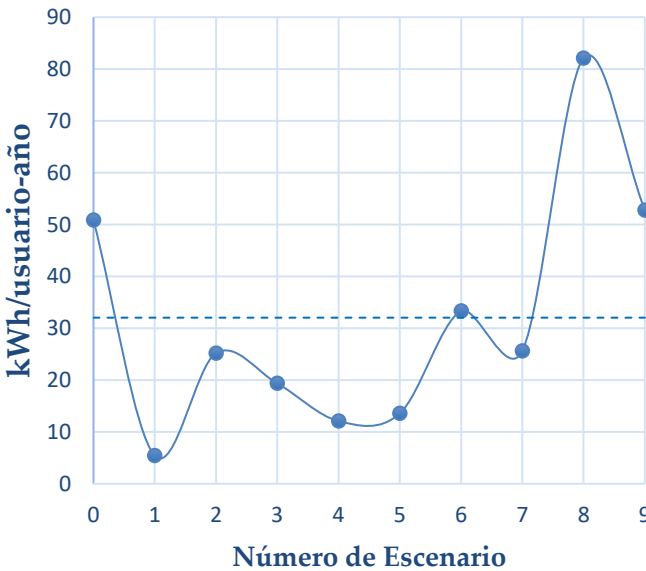
Fuente: Elaboración propia.

Se graficó el comportamiento del indicador de confiabilidad en función de los escenarios propuestos tal como se muestra en la

Tabla 5 para poder analizar las variaciones que también están anotadas en esta tabla.

Tabla 5. Comportamiento de índices de confiabilidad por escenario.

Comportamiento del indicador de confiabilidad	Observaciones
<p style="text-align: center;">SAIFI</p>  <p style="text-align: center;">Interrupciones/usuario-año</p> <p style="text-align: center;">Número de Escenario</p>	<p>El Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (SAIFI) no presenta una variación significativa por cada escenario. De acuerdo con las simulaciones realizadas este indicador converge a un valor de 0.2660 Interrupciones/usuario-año en promedio.</p>
<p style="text-align: center;">SAIDI</p>  <p style="text-align: center;">h/usuario-año</p> <p style="text-align: center;">Número de Escenario</p>	<p>El Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (SAIDI) no presenta una variación significativa por cada escenario. De acuerdo con las simulaciones realizadas el indicador SAIDI converge a un valor de 8.698 horas/usuario-año en promedio. También se observa que el comportamiento de este indicador es similar al del SAIFI.</p>
<p style="text-align: center;">ASAI</p>  <p style="text-align: center;">p.u.</p> <p style="text-align: center;">Número de Escenario</p>	<p>El Índice Promedio de Disponibilidad del Servicio (ASAI) fue el indicador que menos variación tuvo por cada escenario. De acuerdo con las simulaciones realizadas el indicador ASAI converge a un valor de 0.9999 p.u. en promedio.</p>

<p style="text-align: center;">ENS</p>  <p style="text-align: center;">Número de Escenario</p>	<p>La Energía total No suministrada (esperada) por el Sistema (ENS) fue el indicador que mayor variación tuvo por cada escenario. De acuerdo con las simulaciones realizadas el indicador ENS converge a un valor de 61136.14 kWh/año en promedio y presenta una desviación estándar de 44915.64 kWh/año. Se observa que en todos los escenarios donde hubo participación de usuarios prosumidores el índice ENS estuvo por debajo del promedio obtenido. Así mismo, se evidencia que el escenario 8 fue el más crítico en términos de energía no suministrada.</p>
<p style="text-align: center;">AENS</p>  <p style="text-align: center;">Número de Escenario</p>	<p>La Energía total No Suministrada Promedio (AENS) fue el otro indicador que tuvo bastante variación por cada escenario. De acuerdo con las simulaciones realizadas el indicador AENS converge a un valor de 32.04 kWh/usuario-año en promedio y presenta una desviación estándar de 23.04 kWh/usuario-año. Se observa que en todos los escenarios donde hubo participación de usuarios prosumidores el índice AENS estuvo por debajo del promedio obtenido al igual que el índice ENS, la razón de esta similitud se debe a que el AENS se determina como la relación entre el índice ENS y el número total de clientes que se les está suministrando energía.</p>

Fuente: Elaboración propia.

En los escenarios 1 y 4 se observó una notable mejora en los índices de confiabilidad. Una posible razón de ello es que, para estos escenarios se suple la demanda en los nodos con prosumidores y además, en los nodos con demanda convencional la demanda es mínima, por

lo tanto, disminuía tanto la cantidad de usuarios desconectados como la carga media desconectada. En los escenarios 2 y 4 la confiabilidad también mejora bastante, sin embargo, como la demanda es mayor, habrá más carga media desconectada.

El caso más crítico se presenta en el escenario 8, aquí los indicadores de confiabilidad disminuyen. Esto puede deberse a que todos los puntos de carga están demandando la máxima carga y además, no hay usuarios prosumidores. A diferencia de los casos anteriores, aquí la cantidad de usuarios desconectados como la carga media desconectada es mucho mayor. Se observó también que la energía no suministrada se disparó notablemente, alcanzando un valor cercano a los 160.000 kWh/año.

5. CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y TRABAJO FUTURO

5.1 Conclusiones generales

Con base en la metodología propuesta y los resultados obtenidos se puede concluir que:

1. La Metodología de Escenarios Reducidos es una herramienta muy útil que permite observar variaciones en un sistema teniendo en cuenta valores y modos de operación extremos (combinaciones de valores máximos y mínimos). Gracias a esta metodología se establecieron escenarios que permitieron analizar como varía la confiabilidad cuando hay proliferación de usuarios prosumidores.
2. Al considerar una distribución exponencial, con tasas de falla y reparación constantes, se logró estimar mediante la simulación de Montecarlo índices de confiabilidad, los cuales, son resultados lógicos y similares a los que se presentan en el artículo Allan, Billinton, Sjarief , Goel, & So, 1991 (caso base) y los que aparecen en la tesis de Fontalvo Aragón, 2014.
3. Las pequeñas tasas de falla de los equipos hacen que la cantidad de interrupciones por usuario al año sea mínima (0.2 interrupciones/usuario-año). El índice SAIFI oscila alrededor de la tasa de falla de los componentes más importantes del sistema como por ejemplo, las barras y breakers de media tensión y los transformadores de gran potencia. Las altas tasas de falla de los demás componente no aportan significativamente el valor del indicador SAIFI.
4. El Índice SAIDI permite inferir que la duración de interrupción promedio del sistema es un valor alto (8.8 horas/usuario-año) y puede estar relacionado con las altas tasas de reparación de la mayoría de los componentes, las cuales son mayores a 30 horas.
5. Al incluir usuarios prosumidores los índices ENS y AENS disminuyen aún más debido a que una gran cantidad de usuarios pueden suplir su demanda en caso de alguna falla “aguas arriba” y además entregar a la red hasta el 15% de la potencia del transformador al que se encuentran conectados. Con estos dos indicadores se puede notar la diferencia que existe entre escenarios cuando cierta cantidad de usuarios y/o carga es desconectada.
6. El escenario 1 fue el escenario con los mejores índices de confiabilidad, esto puede deberse a que los usuarios prosumidor están inyectando potencia a la red y el caso más crítico se presenta en el escenario 8, aquí los indicadores de confiabilidad disminuyen. Esto puede deberse a que todos los puntos de carga están demandando la máxima carga y además, no hay usuarios prosumidores. A diferencia de los demás escenarios, en este, la cantidad de usuarios desconectados como la carga media desconectada es mucho mayor.

7. Gracias a la metodología propuesta se logró evaluar la confiabilidad de un sistema de distribución de media tensión radial por medio de la simulación de Montecarlo y además, considerando la generación de usuarios prosumidores en términos de inserción de potencia a la red y aplicando la Metodología de Escenarios Reducidos.

5.2 Recomendaciones

Se recomienda validar los resultados obtenidos con otros métodos de evaluación de confiabilidad. Por efectos prácticos se hicieron algunas simplificaciones, por tal motivo, se recomienda innovar en metodologías que tengan en cuenta por ejemplo, las variaciones de carga horarias, la posibilidad de que fallen varios componentes al mismo tiempo y/o las curvas de generación de usuarios prosumidores.

5.3 Trabajo futuro

El presente proyecto puede presentar múltiples mejoras, se puede incluir por ejemplo, un análisis de variables eléctricas con flujos de potencia que permita analizar el impacto de los usuarios prosumidores en la red. Así mismo, se puede tener en cuenta otras topologías diferentes a las radiales.

6. REFERENCIAS

- Allan, R. N. (2013). Reliability evaluation of power systems. *Springer Science & Business Media*.
- Allan, R. N., Billinton, R., Sjarief, I., Goel, L., & So, K. S. (1991). A reliability test system for educational purposes-basic distribution system data and results. *IEEE Transactions on Power systems*, 6(2), 813-820.
- Bangalore, P., & Bertling, L. (2011, Diciembre). Extension of test system for distribution system reliability analysis with integration of Electric Vehicles in distribution system. *In 2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies*, 1-7.
- Billinton, R., & Allan, R. N. (1992). Reliability evaluation of engineering systems- Concepts and techniques(Book). *New York: Plenum Press*.
- Billinton, R., & Allan, R. N. (1996). Reliability evaluation of power systems. *Pitman-1984*.
- Bray, R., Woodman, B., & Connor, P. (2018). Policy and regulatory barriers to local energy markets in Great Britain. *University of Exeter: Exeter, UK*, 1-103.
- Brown, D., Hall, S., & Davis, M. E. (2019). Prosumers in the post subsidy era: an exploration of new prosumer business models in the UK. *Energy Policy*, 135, 110984.
- Colombia, C. D. (11 de julio de 1994). Ley 143 de 1994. *Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética*. Bogotá D.C.: Diario Oficial No. 41434.
- CREG. (Mayo de 2008). *Comisión de Regulación de Energía y Gas*. Obtenido de Cartilla Distribución de Energía Eléctrica: https://www.ariae.org/sites/default/files/2017-05/distribucion_energ_electrica.pdf
- CREG. (26 de septiembre de 2008). *Resolución 097*. Obtenido de Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2008-Creg097-2008>
- CREG. (03 de abril de 2017). *Resolución 039*. Obtenido de Por la cual se establece el Reglamento Interno de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256e>
- CREG. (26 de febrero de 2018). *Resolución 030*. Obtenido de Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. Bogotá, D.C.: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191>

- CREG. (2021). *Comisión de Regulación de Energía y Gas*. Obtenido de Preguntas frecuentes: <https://www.creg.gov.co/servicio-al-ciudadano/preguntas-frecuentes/energia-electrica>
- Endrenyi, J. (1978). *Reliability modeling in electric power systems*. New York: Wiley.
- Florez, C. C., Ocampo, R. B., & Zuluaga, A. E. (2014). Multi-objective transmission expansion planning considering multiple generation scenarios. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 62, 398-409.
- Florez, C. C., Salcedo, A. S., & Hernández, A. (2020). Metodología Multiobjetivo para el Planeamiento de la Expansión de la Transmisión considerando Incertidumbres en la Generación Eólica y la Demanda. *INGE CUC*, 16(1).
- Fontalvo Aragón, A. F. (2014). Análisis comparativo de metodologías aplicadas en la confiabilidad de sistemas de distribución utilizando el análisis de tasa de fallas. Obtenido de Retrieved from https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/15
- Frey, E. F., & Mojtahedi, S. (2018). The impact of solar subsidies on California's non-residential sector. *Energy policy*, 122, 27-35.
- Guner, S., & Ozdemir, A. (2020). Reliability improvement of distribution system considering EV parking lots. *Electric Power Systems Research*, 185, 106353.
- Helseth, A. (2008). Modelling reliability of supply and infrastructural dependency in energy distribution systems.
- Hung, D. Q., & Mithulananthan, N. (2014). Loss reduction and loadability enhancement with DG: A dual-index analytical approach. *Applied Energy*, 115, 233-241.
- IEA. (2018). *Market Report Series: Renewables 2018*. English ES.
- Imbarack Charad, F. A. (2006). Elaboración de una Herramienta Computacional para la Evaluación de la Confiabilidad de Sistemas de Transmisión Eléctricos. Santiago de Chile:: Trabajo de grado - Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica.
- Kundur, P., Paserba, J., Ajarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., & Vittal, V. (2002). IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. *Definition and classification of power system stability*, 1387-1401.
- Mello, J. O., Pereira, M. F., & Da Silva, A. (1994). Evaluation of reliability worth in composite systems based on pseudo-sequential Monte Carlo simulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(3), 1318-1326.
- MME, UPME. (2014). *Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeación Minero Energética*. Obtenido de Guía práctica para la aplicación de los incentivos tributarios de la ley 1715 de 2014: https://www1.upme.gov.co/Documents/Cartilla_IGE_Incentivos_Tributarios_Ley1715.pdf
- Parag, Y., & Sovacool, B. K. (2016). Electricity market design for the prosumer era. *Nature energy*, 1(4), 1-6.

- Ramírez Castaño, S. (2004). *Redes de distribución de energía*. [Online]: Universidad Nacional de Colombia.
- Rincón B., R. (20 de agosto de 2020). Material de clase. *Power Systema Reliability*. Colombia: Universidad de La Salle.
- Rincón B., R. (22 de octubre de 2020). Material de clase. *Continuos Markov Processes*. Colombia: Universidad de La Salle.
- Rincón B., R. (01 de octubre de 2020). Material de clase. *Probability Distributions and Reliability*. Colombia: Universidad de La Salle.
- Rincón B., R. (15 de octubre de 2020). Material de clase. *Discrete Markov Chains*. 2020, Colombia: Universidad de La Salle.
- Torres, F. (2016). Análisis del marco normativo del sector eléctrico colombiano, impactos en la regulación eléctrica de la ley 1715 de 2014. *Univ. Nac. Colomb.-Tesis*, 216.
- Walling, R., & Shattuck , G. B. (2007, Mayo). Distribution transformer thermal behavior and aging in local-delivery distribution systems. *In Proceedings of the 19th Conference on Electricity Distribution, Vienna*.
- Warren, C. A. (2003). IEEE guide for electric power distribution reliability indices (2012). *IEEE Std*, 1366-2012.
- Xiang, Y., Wang , Y., Su, Y., Sun, W., Huang, Y., & Liu, J. (2020). Reliability correlated optimal planning of distribution network with distributed generation. *Electric Power Systems Research*, 186, 106391.
- Yin, S. A., & Lu, C. N. (2009). Distribution feeder scheduling considering variable load profile and outage costs. *IEEE Transactions on power systems*, 24(2), 652-660.

ANEXO: DATOS DE CARGA Y USUARIOS DESCONECTADOS POR ESCENARIO

En los anexos A.1 – A.10, se muestran los datos de carga desconectada y usuarios desconectados por componente y por escenario que se utilizaron para realizar las simulaciones de Montecarlo. En los anexos A.11 – A.13 se presentan tres ejemplos en donde se evidencia la forma en que se calculó la carga desconectada y los usuarios desconectados para el componente 1 (breaker de 33 kV) lo cual se repite para los demás componentes.

A.1 Escenario 0 (Promedio)

Tabla A.1 Carga desconectada y usuarios desconectados para el Escenario 0

Escenario		0	
Posición	Componente	Usuarios desconectados	Carga desconectada (kW)
1	Breaker 33 kV	1908	12291,00
2	Bus 33 kV	1908	12291,00
3	Trafo 33/11 kV	0	0
4	Trafo 33/11 kV	0	0
5	Breaker 11 kV	0	0
6	Breaker 11 kV	0	0
7	Bus 11 kV	1908	12291,00
8	Breaker F1	652	3645,00
9	Cable 1	652	3645,00
10	Cable 2	210	535,00
11	Trafo LP1	210	535,00
12	Bus LP1	210	535,00
13	Cable 3	210	535,00
14	Trafo LP2	210	535,00
15	Bus LP2	210	535,00
16	Cable 4	232	2575,00
17	Cable 5	210	535,00
18	Trafo LP3	210	535,00

19	Bus LP3	210	535,00
20	Cable 6	1	566,00
21	Trafo LP4	1	566,00
22	Bus LP4	1	566,00
23	Cable 7	21	1474,00
24	Cable 8	1	566,00
25	Trafo LP5	1	566,00
26	Bus LP5	1	566,00
27	Cable 9	10	454,00
28	Trafo LP6	10	454,00
29	Bus LP6	10	454,00
30	Cable 10	10	454,00
31	Cable 11	10	454,00
32	Trafo LP7	10	454,00
33	Bus LP7	10	454,00
34	Breaker F2	2	2150,00
35	Cable 12	2	2150,00
36	Cable 13	1	1000,00
37	Bus LP8	1	1000,00
38	Cable 14	1	1150,00
39	Cable 15	1	1150,00
40	Bus LP9	1	1150,00
41	Breaker F3	632	3106,00
42	Cable 16	632	3106,00
43	Cable 17	210	535,00
44	Trafo LP10	210	535,00
45	Bus LP10	210	535,00
46	Cable 18	422	2571,00
47	Cable 19	210	535,00
48	Trafo LP11	210	535,00
49	Bus LP11	210	535,00
50	Cable 20	200	450,00
51	Trafo LP12	200	450,00
52	Bus LP12	200	450,00

53	Cable 21	12	1586,00
54	Cable 22	1	566,00
55	Trafo LP13	1	566,00
56	BusLP13	1	566,00
57	Cable 23	1	566,00
58	Trafo LP14	1	566,00
59	Bus LP14	1	566,00
60	Cable 24	10	454,00
61	Cable 25	10	454,00
62	Trafo LP15	10	454,00
63	Bus LP15	10	454,00
64	Breaker F4	622	3390,00
65	Cable 26	622	3390,00
66	Cable 27	10	454,00
67	Trafo LP16	10	454,00
68	Bus LP16	10	454,00
69	Cable 28	200	450,00
70	Trafo LP17	200	450,00
71	Bus LP17	200	450,00
72	Cable 29	412	2486,00
73	Cable 30	200	450,00
74	Trafo LP18	200	450,00
75	Bus LP18	200	450,00
76	Cable 31	200	450,00
77	Trafo LP19	200	450,00
78	Bus LP19	200	450,00
79	Cable 32	12	1586,00
80	Cable 33	1	566,00
81	Trafo LP20	1	566,00
82	Bus LP20	1	566,00
83	Cable 34	11	1020,00
84	Cable 35	1	566,00
85	Trafo LP21	1	566,00
86	Bus LP21	1	566,00

87	Cable 36	10	454,00
88	Trafo LP22	10	454,00
89	Bus LP22	10	454,00

Fuente: Elaboración propia

A.2 Escenario 1

Tabla A.2 Carga desconectada y usuarios desconectados para el Escenario 1

Escenario		1	
Posición	Componente	Usuarios desconectados	Carga desconectada (kW)
1	Breaker 33 kV	1850	912,66
2	Bus 33 kV	1850	912,66
3	Trafo 33/11 kV	0	-1987,50
4	Trafo 33/11 kV	0	-1987,50
5	Breaker 11 kV	0	-1987,50
6	Breaker 11 kV	0	-1987,50
7	Bus 11 kV	1850	912,66
8	Breaker F1	630	515,16
9	Cable 1	630	515,16
10	Cable 2	210	346,72
11	Trafo LP1	210	346,72
12	Bus LP1	210	346,72
13	Cable 3	210	346,72
14	Trafo LP2	210	346,72
15	Bus LP2	210	346,72
16	Cable 4	210	-178,28
17	Cable 5	210	346,72
18	Trafo LP3	210	346,72
19	Bus LP3	210	346,72
20	Cable 6	0	-150,00
21	Trafo LP4	0	-150,00
22	Bus LP4	0	-150,00
23	Cable 7	0	-375,00

24	Cable 8	0	-150,00
25	Trafo LP5	0	-150,00
26	Bus LP5	0	-150,00
27	Cable 9	0	-112,50
28	Trafo LP6	0	-112,50
29	Bus LP6	0	-112,50
30	Cable 10	0	-112,50
31	Cable 11	0	-112,50
32	Trafo LP7	0	-112,50
33	Bus LP7	0	-112,50
34	Breaker F2	0	-525,00
35	Cable 12	0	-525,00
36	Cable 13	0	-225,00
37	Bus LP8	0	-225,00
38	Cable 14	0	-300,00
39	Cable 15	0	-300,00
40	Bus LP9	0	-300,00
41	Breaker F3	620	572,58
42	Cable 16	620	572,58
43	Cable 17	210	346,72
44	Trafo LP10	210	346,72
45	Bus LP10	210	346,72
46	Cable 18	410	225,86
47	Cable 19	210	346,72
48	Trafo LP11	210	346,72
49	Bus LP11	210	346,72
50	Cable 20	200	291,64
51	Trafo LP12	200	291,64
52	Bus LP12	200	291,64
53	Cable 21	0	-412,50
54	Cable 22	0	-150,00
55	Trafo LP13	0	-150,00
56	BusLP13	0	-150,00
57	Cable 23	0	-150,00

58	Trafo LP14	0	-150,00
59	Bus LP14	0	-150,00
60	Cable 24	0	-112,50
61	Cable 25	0	-112,50
62	Trafo LP15	0	-112,50
63	Bus LP15	0	-112,50
64	Breaker F4	600	349,92
65	Cable 26	600	349,92
66	Cable 27	0	-112,50
67	Trafo LP16	0	-112,50
68	Bus LP16	0	-112,50
69	Cable 28	200	291,64
70	Trafo LP17	200	291,64
71	Bus LP17	200	291,64
72	Cable 29	400	170,78
73	Cable 30	200	291,64
74	Trafo LP18	200	291,64
75	Bus LP18	200	291,64
76	Cable 31	200	291,64
77	Trafo LP19	200	291,64
78	Bus LP19	200	291,64
79	Cable 32	0	-412,50
80	Cable 33	0	-150,00
81	Trafo LP20	0	-150,00
82	Bus LP20	0	-150,00
83	Cable 34	0	-262,50
84	Cable 35	0	-150,00
85	Trafo LP21	0	-150,00
86	Bus LP21	0	-150,00
87	Cable 36	0	-112,50
88	Trafo LP22	0	-112,50
89	Bus LP22	0	-112,50

Fuente: Elaboración propia.

A.3 Escenario 2

Tabla A.3 Carga desconectada y usuarios desconectados para el Escenario 2

Escenario		2	
Posición	Componente	Usuarios desconectados	Carga desconectada (kW)
1	Breaker 33 kV	1850	5045,39
2	Bus 33 kV	1850	5045,39
3	Trafo 33/11 kV	0	-1987,50
4	Trafo 33/11 kV	0	-1987,50
5	Breaker 11 kV	0	-1987,50
6	Breaker 11 kV	0	-1987,50
7	Bus 11 kV	1850	5045,39
8	Breaker F1	630	1997,39
9	Cable 1	630	1997,39
10	Cable 2	210	840,80
11	Trafo LP1	210	840,80
12	Bus LP1	210	840,80
13	Cable 3	210	840,80
14	Trafo LP2	210	840,80
15	Bus LP2	210	840,80
16	Cable 4	210	315,80
17	Cable 5	210	840,80
18	Trafo LP3	210	840,80
19	Bus LP3	210	840,80
20	Cable 6	0	-150,00
21	Trafo LP4	0	-150,00
22	Bus LP4	0	-150,00
23	Cable 7	0	-375,00
24	Cable 8	0	-150,00
25	Trafo LP5	0	-150,00
26	Bus LP5	0	-150,00
27	Cable 9	0	-112,50
28	Trafo LP6	0	-112,50

29	Bus LP6	0	-112,50
30	Cable 10	0	-112,50
31	Cable 11	0	-112,50
32	Trafo LP7	0	-112,50
33	Bus LP7	0	-112,50
34	Breaker F2	0	-525,00
35	Cable 12	0	-525,00
36	Cable 13	0	-225,00
37	Bus LP8	0	-225,00
38	Cable 14	0	-300,00
39	Cable 15	0	-300,00
40	Bus LP9	0	-300,00
41	Breaker F3	620	1976,32
42	Cable 16	620	1976,32
43	Cable 17	210	840,80
44	Trafo LP10	210	840,80
45	Bus LP10	210	840,80
46	Cable 18	410	1135,52
47	Cable 19	210	840,80
48	Trafo LP11	210	840,80
49	Bus LP11	210	840,80
50	Cable 20	200	707,23
51	Trafo LP12	200	707,23
52	Bus LP12	200	707,23
53	Cable 21	0	-412,50
54	Cable 22	0	-150,00
55	Trafo LP13	0	-150,00
56	BusLP13	0	-150,00
57	Cable 23	0	-150,00
58	Trafo LP14	0	-150,00
59	Bus LP14	0	-150,00
60	Cable 24	0	-112,50
61	Cable 25	0	-112,50
62	Trafo LP15	0	-112,50

63	Bus LP15	0	-112,50
64	Breaker F4	600	1596,68
65	Cable 26	600	1596,68
66	Cable 27	0	-112,50
67	Trafo LP16	0	-112,50
68	Bus LP16	0	-112,50
69	Cable 28	200	707,23
70	Trafo LP17	200	707,23
71	Bus LP17	200	707,23
72	Cable 29	400	1001,95
73	Cable 30	200	707,23
74	Trafo LP18	200	707,23
75	Bus LP18	200	707,23
76	Cable 31	200	707,23
77	Trafo LP19	200	707,23
78	Bus LP19	200	707,23
79	Cable 32	0	-412,50
80	Cable 33	0	-150,00
81	Trafo LP20	0	-150,00
82	Bus LP20	0	-150,00
83	Cable 34	0	-262,50
84	Cable 35	0	-150,00
85	Trafo LP21	0	-150,00
86	Bus LP21	0	-150,00
87	Cable 36	0	-112,50
88	Trafo LP22	0	-112,50
89	Bus LP22	0	-112,50

Fuente: Elaboración propia.

A.4 Escenario 3

Tabla A.4 Carga desconectada y usuarios desconectados para el Escenario 3

Escenario	3
-----------	---

Posición	Componente	Usuarios desconectados	Carga desconectada (kW)
1	Breaker 33 kV	1850	3641,65
2	Bus 33 kV	1850	3641,65
3	Trafo 33/11 kV	0	-1987,50
4	Trafo 33/11 kV	0	-1987,50
5	Breaker 11 kV	0	-1987,50
6	Breaker 11 kV	0	-1987,50
7	Bus 11 kV	1850	3641,65
8	Breaker F1	630	1997,39
9	Cable 1	630	1997,39
10	Cable 2	210	840,80
11	Trafo LP1	210	840,80
12	Bus LP1	210	840,80
13	Cable 3	210	840,80
14	Trafo LP2	210	840,80
15	Bus LP2	210	840,80
16	Cable 4	210	315,80
17	Cable 5	210	840,80
18	Trafo LP3	210	840,80
19	Bus LP3	210	840,80
20	Cable 6	0	-150,00
21	Trafo LP4	0	-150,00
22	Bus LP4	0	-150,00
23	Cable 7	0	-375,00
24	Cable 8	0	-150,00
25	Trafo LP5	0	-150,00
26	Bus LP5	0	-150,00
27	Cable 9	0	-112,50
28	Trafo LP6	0	-112,50
29	Bus LP6	0	-112,50
30	Cable 10	0	-112,50
31	Cable 11	0	-112,50
32	Trafo LP7	0	-112,50

33	Bus LP7	0	-112,50
34	Breaker F2	0	-525,00
35	Cable 12	0	-525,00
36	Cable 13	0	-225,00
37	Bus LP8	0	-225,00
38	Cable 14	0	-300,00
39	Cable 15	0	-300,00
40	Bus LP9	0	-300,00
41	Breaker F3	620	572,58
42	Cable 16	620	572,58
43	Cable 17	210	346,72
44	Trafo LP10	210	346,72
45	Bus LP10	210	346,72
46	Cable 18	410	225,86
47	Cable 19	210	346,72
48	Trafo LP11	210	346,72
49	Bus LP11	210	346,72
50	Cable 20	200	291,64
51	Trafo LP12	200	291,64
52	Bus LP12	200	291,64
53	Cable 21	0	-412,50
54	Cable 22	0	-150,00
55	Trafo LP13	0	-150,00
56	BusLP13	0	-150,00
57	Cable 23	0	-150,00
58	Trafo LP14	0	-150,00
59	Bus LP14	0	-150,00
60	Cable 24	0	-112,50
61	Cable 25	0	-112,50
62	Trafo LP15	0	-112,50
63	Bus LP15	0	-112,50
64	Breaker F4	600	1596,68
65	Cable 26	600	1596,68
66	Cable 27	0	-112,50

67	Trafo LP16	0	-112,50
68	Bus LP16	0	-112,50
69	Cable 28	200	707,23
70	Trafo LP17	200	707,23
71	Bus LP17	200	707,23
72	Cable 29	400	1001,95
73	Cable 30	200	707,23
74	Trafo LP18	200	707,23
75	Bus LP18	200	707,23
76	Cable 31	200	707,23
77	Trafo LP19	200	707,23
78	Bus LP19	200	707,23
79	Cable 32	0	-412,50
80	Cable 33	0	-150,00
81	Trafo LP20	0	-150,00
82	Bus LP20	0	-150,00
83	Cable 34	0	-262,50
84	Cable 35	0	-150,00
85	Trafo LP21	0	-150,00
86	Bus LP21	0	-150,00
87	Cable 36	0	-112,50
88	Trafo LP22	0	-112,50
89	Bus LP22	0	-112,50

Fuente: Elaboración propia.

A.5 Escenario 4

Tabla A.5 Carga desconectada y usuarios desconectados para el Escenario 4

Escenario		4	
Posición	Componente	Usuarios desconectados	Carga desconectada (kW)
1	Breaker 33 kV	1850	2316,40
2	Bus 33 kV	1850	2316,40
3	Trafo 33/11 kV	0	-1987,50

4	Trafo 33/11 kV	0	-1987,50
5	Breaker 11 kV	0	-1987,50
6	Breaker 11 kV	0	-1987,50
7	Bus 11 kV	1850	2316,40
8	Breaker F1	630	515,16
9	Cable 1	630	515,16
10	Cable 2	210	346,72
11	Trafo LP1	210	346,72
12	Bus LP1	210	346,72
13	Cable 3	210	346,72
14	Trafo LP2	210	346,72
15	Bus LP2	210	346,72
16	Cable 4	210	-178,28
17	Cable 5	210	346,72
18	Trafo LP3	210	346,72
19	Bus LP3	210	346,72
20	Cable 6	0	-150,00
21	Trafo LP4	0	-150,00
22	Bus LP4	0	-150,00
23	Cable 7	0	-375,00
24	Cable 8	0	-150,00
25	Trafo LP5	0	-150,00
26	Bus LP5	0	-150,00
27	Cable 9	0	-112,50
28	Trafo LP6	0	-112,50
29	Bus LP6	0	-112,50
30	Cable 10	0	-112,50
31	Cable 11	0	-112,50
32	Trafo LP7	0	-112,50
33	Bus LP7	0	-112,50
34	Breaker F2	0	-525,00
35	Cable 12	0	-525,00
36	Cable 13	0	-225,00
37	Bus LP8	0	-225,00

38	Cable 14	0	-300,00
39	Cable 15	0	-300,00
40	Bus LP9	0	-300,00
41	Breaker F3	620	1976,32
42	Cable 16	620	1976,32
43	Cable 17	210	840,80
44	Trafo LP10	210	840,80
45	Bus LP10	210	840,80
46	Cable 18	410	1135,52
47	Cable 19	210	840,80
48	Trafo LP11	210	840,80
49	Bus LP11	210	840,80
50	Cable 20	200	707,23
51	Trafo LP12	200	707,23
52	Bus LP12	200	707,23
53	Cable 21	0	-412,50
54	Cable 22	0	-150,00
55	Trafo LP13	0	-150,00
56	BusLP13	0	-150,00
57	Cable 23	0	-150,00
58	Trafo LP14	0	-150,00
59	Bus LP14	0	-150,00
60	Cable 24	0	-112,50
61	Cable 25	0	-112,50
62	Trafo LP15	0	-112,50
63	Bus LP15	0	-112,50
64	Breaker F4	600	349,92
65	Cable 26	600	349,92
66	Cable 27	0	-112,50
67	Trafo LP16	0	-112,50
68	Bus LP16	0	-112,50
69	Cable 28	200	291,64
70	Trafo LP17	200	291,64
71	Bus LP17	200	291,64

72	Cable 29	400	170,78
73	Cable 30	200	291,64
74	Trafo LP18	200	291,64
75	Bus LP18	200	291,64
76	Cable 31	200	291,64
77	Trafo LP19	200	291,64
78	Bus LP19	200	291,64
79	Cable 32	0	-412,50
80	Cable 33	0	-150,00
81	Trafo LP20	0	-150,00
82	Bus LP20	0	-150,00
83	Cable 34	0	-262,50
84	Cable 35	0	-150,00
85	Trafo LP21	0	-150,00
86	Bus LP21	0	-150,00
87	Cable 36	0	-112,50
88	Trafo LP22	0	-112,50
89	Bus LP22	0	-112,50

Fuente: Elaboración propia.

A.6 Escenario 5

Tabla A.6 Carga desconectada y usuarios desconectados para el Escenario 5

Escenario		5	
Posición	Componente	Usuarios desconectados	Carga desconectada (kW)
1	Breaker 33 kV	1850	2900,16
2	Bus 33 kV	1850	2900,16
3	Trafo 33/11 kV	0	0
4	Trafo 33/11 kV	0	0
5	Breaker 11 kV	0	0
6	Breaker 11 kV	0	0
7	Bus 11 kV	1850	2900,16
8	Breaker F1	630	1040,16

9	Cable 1	630	1040,16
10	Cable 2	210	346,72
11	Trafo LP1	210	346,72
12	Bus LP1	210	346,72
13	Cable 3	210	346,72
14	Trafo LP2	210	346,72
15	Bus LP2	210	346,72
16	Cable 4	210	346,72
17	Cable 5	210	346,72
18	Trafo LP3	210	346,72
19	Bus LP3	210	346,72
20	Cable 6	0	0
21	Trafo LP4	0	0
22	Bus LP4	0	0
23	Cable 7	0	0
24	Cable 8	0	0
25	Trafo LP5	0	0
26	Bus LP5	0	0
27	Cable 9	0	0
28	Trafo LP6	0	0
29	Bus LP6	0	0
30	Cable 10	0	0
31	Cable 11	0	0
32	Trafo LP7	0	0
33	Bus LP7	0	0
34	Breaker F2	0	0
35	Cable 12	0	0
36	Cable 13	0	0
37	Bus LP8	0	0
38	Cable 14	0	0
39	Cable 15	0	0
40	Bus LP9	0	0
41	Breaker F3	620	985,08
42	Cable 16	620	985,08

43	Cable 17	210	346,72
44	Trafo LP10	210	346,72
45	Bus LP10	210	346,72
46	Cable 18	410	638,36
47	Cable 19	210	346,72
48	Trafo LP11	210	346,72
49	Bus LP11	210	346,72
50	Cable 20	200	291,64
51	Trafo LP12	200	291,64
52	Bus LP12	200	291,64
53	Cable 21	0	0
54	Cable 22	0	0
55	Trafo LP13	0	0
56	BusLP13	0	0
57	Cable 23	0	0
58	Trafo LP14	0	0
59	Bus LP14	0	0
60	Cable 24	0	0
61	Cable 25	0	0
62	Trafo LP15	0	0
63	Bus LP15	0	0
64	Breaker F4	600	874,92
65	Cable 26	600	874,92
66	Cable 27	0	0
67	Trafo LP16	0	0
68	Bus LP16	0	0
69	Cable 28	200	291,64
70	Trafo LP17	200	291,64
71	Bus LP17	200	291,64
72	Cable 29	400	583,28
73	Cable 30	200	291,64
74	Trafo LP18	200	291,64
75	Bus LP18	200	291,64
76	Cable 31	200	291,64

77	Trafo LP19	200	291,64
78	Bus LP19	200	291,64
79	Cable 32	0	0
80	Cable 33	0	0
81	Trafo LP20	0	0
82	Bus LP20	0	0
83	Cable 34	0	0
84	Cable 35	0	0
85	Trafo LP21	0	0
86	Bus LP21	0	0
87	Cable 36	0	0
88	Trafo LP22	0	0
89	Bus LP22	0	0

Fuente: Elaboración propia.

A.7 Escenario 6

Tabla A.7 Carga desconectada y usuarios desconectados para el Escenario 6

Escenario		6	
Posición	Componente	Usuarios desconectados	Carga desconectada (kW)
1	Breaker 33 kV	1850	7032,89
2	Bus 33 kV	1850	7032,89
3	Trafo 33/11 kV	0	0
4	Trafo 33/11 kV	0	0
5	Breaker 11 kV	0	0
6	Breaker 11 kV	0	0
7	Bus 11 kV	1850	7032,89
8	Breaker F1	630	2522,39
9	Cable 1	630	2522,39
10	Cable 2	210	840,80
11	Trafo LP1	210	840,80
12	Bus LP1	210	840,80
13	Cable 3	210	840,80

14	Trafo LP2	210	840,80
15	Bus LP2	210	840,80
16	Cable 4	210	840,80
17	Cable 5	210	840,80
18	Trafo LP3	210	840,80
19	Bus LP3	210	840,80
20	Cable 6	0	0
21	Trafo LP4	0	0
22	Bus LP4	0	0
23	Cable 7	0	0
24	Cable 8	0	0
25	Trafo LP5	0	0
26	Bus LP5	0	0
27	Cable 9	0	0
28	Trafo LP6	0	0
29	Bus LP6	0	0
30	Cable 10	0	0
31	Cable 11	0	0
32	Trafo LP7	0	0
33	Bus LP7	0	0
34	Breaker F2	0	0
35	Cable 12	0	0
36	Cable 13	0	0
37	Bus LP8	0	0
38	Cable 14	0	0
39	Cable 15	0	0
40	Bus LP9	0	0
41	Breaker F3	620	2388,82
42	Cable 16	620	2388,82
43	Cable 17	210	840,80
44	Trafo LP10	210	840,80
45	Bus LP10	210	840,80
46	Cable 18	410	1548,02
47	Cable 19	210	840,80

48	Trafo LP11	210	840,80
49	Bus LP11	210	840,80
50	Cable 20	200	707,23
51	Trafo LP12	200	707,23
52	Bus LP12	200	707,23
53	Cable 21	0	0
54	Cable 22	0	0
55	Trafo LP13	0	0
56	BusLP13	0	0
57	Cable 23	0	0
58	Trafo LP14	0	0
59	Bus LP14	0	0
60	Cable 24	0	0
61	Cable 25	0	0
62	Trafo LP15	0	0
63	Bus LP15	0	0
64	Breaker F4	600	2121,68
65	Cable 26	600	2121,68
66	Cable 27	0	0
67	Trafo LP16	0	0
68	Bus LP16	0	0
69	Cable 28	200	707,23
70	Trafo LP17	200	707,23
71	Bus LP17	200	707,23
72	Cable 29	400	1414,45
73	Cable 30	200	707,23
74	Trafo LP18	200	707,23
75	Bus LP18	200	707,23
76	Cable 31	200	707,23
77	Trafo LP19	200	707,23
78	Bus LP19	200	707,23
79	Cable 32	0	0
80	Cable 33	0	0
81	Trafo LP20	0	0

82	Bus LP20	0	0
83	Cable 34	0	0
84	Cable 35	0	0
85	Trafo LP21	0	0
86	Bus LP21	0	0
87	Cable 36	0	0
88	Trafo LP22	0	0
89	Bus LP22	0	0

Fuente: Elaboración propia.

A.8 Escenario 7

Tabla A.8 Carga desconectada y usuarios desconectados para el Escenario 7

Escenario		7	
Posición	Componente	Usuarios desconectados	Carga desconectada (kW)
1	Breaker 33 kV	1908	6087,71
2	Bus 33 kV	1908	6087,71
3	Trafo 33/11 kV	0	0
4	Trafo 33/11 kV	0	0
5	Breaker 11 kV	0	0
6	Breaker 11 kV	0	0
7	Bus 11 kV	1908	6087,71
8	Breaker F1	652	1873,51
9	Cable 1	652	1873,51
10	Cable 2	210	346,72
11	Trafo LP1	210	346,72
12	Bus LP1	210	346,72
13	Cable 3	210	346,72
14	Trafo LP2	210	346,72
15	Bus LP2	210	346,72
16	Cable 4	232	1180,07
17	Cable 5	210	346,72
18	Trafo LP3	210	346,72

19	Bus LP3	210	346,72
20	Cable 6	1	229,18
21	Trafo LP4	1	229,18
22	Bus LP4	1	229,18
23	Cable 7	21	604,18
24	Cable 8	1	229,18
25	Trafo LP5	1	229,18
26	Bus LP5	1	229,18
27	Cable 9	10	187,50
28	Trafo LP6	10	187,50
29	Bus LP6	10	187,50
30	Cable 10	10	187,50
31	Cable 11	10	187,50
32	Trafo LP7	10	187,50
33	Bus LP7	10	187,50
34	Breaker F2	2	875,00
35	Cable 12	2	875,00
36	Cable 13	1	406,98
37	Bus LP8	1	406,98
38	Cable 14	1	468,03
39	Cable 15	1	468,03
40	Bus LP9	1	468,03
41	Breaker F3	632	1630,93
42	Cable 16	632	1630,93
43	Cable 17	210	346,72
44	Trafo LP10	210	346,72
45	Bus LP10	210	346,72
46	Cable 18	422	1284,21
47	Cable 19	210	346,72
48	Trafo LP11	210	346,72
49	Bus LP11	210	346,72
50	Cable 20	200	291,64
51	Trafo LP12	200	291,64
52	Bus LP12	200	291,64

53	Cable 21	12	645,85
54	Cable 22	1	229,18
55	Trafo LP13	1	229,18
56	BusLP13	1	229,18
57	Cable 23	1	229,18
58	Trafo LP14	1	229,18
59	Bus LP14	1	229,18
60	Cable 24	10	187,50
61	Cable 25	10	187,50
62	Trafo LP15	10	187,50
63	Bus LP15	10	187,50
64	Breaker F4	622	1708,27
65	Cable 26	622	1708,27
66	Cable 27	10	187,50
67	Trafo LP16	10	187,50
68	Bus LP16	10	187,50
69	Cable 28	200	291,64
70	Trafo LP17	200	291,64
71	Bus LP17	200	291,64
72	Cable 29	412	1229,13
73	Cable 30	200	291,64
74	Trafo LP18	200	291,64
75	Bus LP18	200	291,64
76	Cable 31	200	291,64
77	Trafo LP19	200	291,64
78	Bus LP19	200	291,64
79	Cable 32	12	645,85
80	Cable 33	1	229,18
81	Trafo LP20	1	229,18
82	Bus LP20	1	229,18
83	Cable 34	11	416,68
84	Cable 35	1	229,18
85	Trafo LP21	1	229,18
86	Bus LP21	1	229,18

87	Cable 36	10	187,50
88	Trafo LP22	10	187,50
89	Bus LP22	10	187,50

Fuente: Elaboración propia.

A.9 Escenario 8

Tabla A.9 Carga desconectada y usuarios desconectados para el Escenario 8

Escenario		8	
Posición	Componente	Usuarios desconectados	Carga desconectada (kW)
1	Breaker 33 kV	1908	19783,09
2	Bus 33 kV	1908	19783,09
3	Trafo 33/11 kV	0	0
4	Trafo 33/11 kV	0	0
5	Breaker 11 kV	0	0
6	Breaker 11 kV	0	0
7	Bus 11 kV	1908	19783,09
8	Breaker F1	652	5855,79
9	Cable 1	652	5855,79
10	Cable 2	210	840,80
11	Trafo LP1	210	840,80
12	Bus LP1	210	840,80
13	Cable 3	210	840,80
14	Trafo LP2	210	840,80
15	Bus LP2	210	840,80
16	Cable 4	232	4174,20
17	Cable 5	210	840,80
18	Trafo LP3	210	840,80
19	Bus LP3	210	840,80
20	Cable 6	1	916,70
21	Trafo LP4	1	916,70
22	Bus LP4	1	916,70
23	Cable 7	21	2416,70

24	Cable 8	1	916,70
25	Trafo LP5	1	916,70
26	Bus LP5	1	916,70
27	Cable 9	10	750,00
28	Trafo LP6	10	750,00
29	Bus LP6	10	750,00
30	Cable 10	10	750,00
31	Cable 11	10	750,00
32	Trafo LP7	10	750,00
33	Bus LP7	10	750,00
34	Breaker F2	2	3500,00
35	Cable 12	2	3500,00
36	Cable 13	1	1627,90
37	Bus LP8	1	1627,90
38	Cable 14	1	1872,10
39	Cable 15	1	1872,10
40	Bus LP9	1	1872,10
41	Breaker F3	632	4972,22
42	Cable 16	632	4972,22
43	Cable 17	210	840,80
44	Trafo LP10	210	840,80
45	Bus LP10	210	840,80
46	Cable 18	422	4131,42
47	Cable 19	210	840,80
48	Trafo LP11	210	840,80
49	Bus LP11	210	840,80
50	Cable 20	200	707,23
51	Trafo LP12	200	707,23
52	Bus LP12	200	707,23
53	Cable 21	12	2583,40
54	Cable 22	1	916,70
55	Trafo LP13	1	916,70
56	BusLP13	1	916,70
57	Cable 23	1	916,70

58	Trafo LP14	1	916,70
59	Bus LP14	1	916,70
60	Cable 24	10	750,00
61	Cable 25	10	750,00
62	Trafo LP15	10	750,00
63	Bus LP15	10	750,00
64	Breaker F4	622	5455,08
65	Cable 26	622	5455,08
66	Cable 27	10	750,00
67	Trafo LP16	10	750,00
68	Bus LP16	10	750,00
69	Cable 28	200	707,23
70	Trafo LP17	200	707,23
71	Bus LP17	200	707,23
72	Cable 29	412	3997,85
73	Cable 30	200	707,23
74	Trafo LP18	200	707,23
75	Bus LP18	200	707,23
76	Cable 31	200	707,23
77	Trafo LP19	200	707,23
78	Bus LP19	200	707,23
79	Cable 32	12	2583,40
80	Cable 33	1	916,70
81	Trafo LP20	1	916,70
82	Bus LP20	1	916,70
83	Cable 34	11	1666,70
84	Cable 35	1	916,70
85	Trafo LP21	1	916,70
86	Bus LP21	1	916,70
87	Cable 36	10	750,00
88	Trafo LP22	10	750,00
89	Bus LP22	10	750,00

Fuente: Elaboración propia.

A.10 Escenario 9

Tabla A.10 Carga desconectada y usuarios desconectados para el Escenario 9

Escenario		9	
Posición	Componente	Usuarios desconectados	Carga desconectada (kW)
1	Breaker 33 kV	1908	14084,62
2	Bus 33 kV	1908	14084,62
3	Trafo 33/11 kV	0	0
4	Trafo 33/11 kV	0	0
5	Breaker 11 kV	0	0
6	Breaker 11 kV	0	0
7	Bus 11 kV	1908	14084,62
8	Breaker F1	652	3248,56
9	Cable 1	652	3248,56
10	Cable 2	210	346,72
11	Trafo LP1	210	346,72
12	Bus LP1	210	346,72
13	Cable 3	210	346,72
14	Trafo LP2	210	346,72
15	Bus LP2	210	346,72
16	Cable 4	232	2555,12
17	Cable 5	210	346,72
18	Trafo LP3	210	346,72
19	Bus LP3	210	346,72
20	Cable 6	1	916,70
21	Trafo LP4	1	916,70
22	Bus LP4	1	916,70
23	Cable 7	21	1291,70
24	Cable 8	1	916,70
25	Trafo LP5	1	916,70
26	Bus LP5	1	916,70
27	Cable 9	10	187,50
28	Trafo LP6	10	187,50

29	Bus LP6	10	187,50
30	Cable 10	10	187,50
31	Cable 11	10	187,50
32	Trafo LP7	10	187,50
33	Bus LP7	10	187,50
34	Breaker F2	2	3500,00
35	Cable 12	2	3500,00
36	Cable 13	1	1627,90
37	Bus LP8	1	1627,90
38	Cable 14	1	1872,10
39	Cable 15	1	1872,10
40	Bus LP9	1	1872,10
41	Breaker F3	632	3005,98
42	Cable 16	632	3005,98
43	Cable 17	210	346,72
44	Trafo LP10	210	346,72
45	Bus LP10	210	346,72
46	Cable 18	422	2659,26
47	Cable 19	210	346,72
48	Trafo LP11	210	346,72
49	Bus LP11	210	346,72
50	Cable 20	200	291,64
51	Trafo LP12	200	291,64
52	Bus LP12	200	291,64
53	Cable 21	12	2020,90
54	Cable 22	1	916,70
55	Trafo LP13	1	916,70
56	BusLP13	1	916,70
57	Cable 23	1	916,70
58	Trafo LP14	1	916,70
59	Bus LP14	1	916,70
60	Cable 24	10	187,50
61	Cable 25	10	187,50
62	Trafo LP15	10	187,50

63	Bus LP15	10	187,50
64	Breaker F4	622	4330,08
65	Cable 26	622	4330,08
66	Cable 27	10	187,50
67	Trafo LP16	10	187,50
68	Bus LP16	10	187,50
69	Cable 28	200	707,23
70	Trafo LP17	200	707,23
71	Bus LP17	200	707,23
72	Cable 29	412	3435,35
73	Cable 30	200	707,23
74	Trafo LP18	200	707,23
75	Bus LP18	200	707,23
76	Cable 31	200	707,23
77	Trafo LP19	200	707,23
78	Bus LP19	200	707,23
79	Cable 32	12	2020,90
80	Cable 33	1	916,70
81	Trafo LP20	1	916,70
82	Bus LP20	1	916,70
83	Cable 34	11	1104,20
84	Cable 35	1	916,70
85	Trafo LP21	1	916,70
86	Bus LP21	1	916,70
87	Cable 36	10	187,50
88	Trafo LP22	10	187,50
89	Bus LP22	10	187,50

Fuente: Elaboración propia.

A.11 Ejemplo para determinar carga media desconectada y usuarios desconectados por componente (escenario 0)

Tabla A.11 Carga desconectada y usuarios desconectados para el componente 1 (Breaker 33 kV) teniendo en cuenta el Escenario 0

Determinación de carga media desconectada: Escenario 0					
Posición	Factor escenario (cero, dmin, dmax)	Puntos de carga asociados	Nivel de carga pico (kW)	Carga media desconectada (kW)	Cantidad de usuarios desconectados
1	1,00	1	535	535,0	210
1	1,00	2	535	535,0	210
1	1,00	3	535	535,0	210
1	1,00	4	566	566,0	1
1	1,00	5	566	566,0	1
1	1,00	6	454	454,0	10
1	1,00	7	454	454,0	10
1	1,00	8	1000	1000,0	1
1	1,00	9	1150	1150,0	1
1	1,00	10	535	535,0	210
1	1,00	11	535	535,0	210
1	1,00	12	450	450,0	200
1	1,00	13	566	566,0	1
1	1,00	14	566	566,0	1
1	1,00	15	454	454,0	10
1	1,00	16	454	454,0	10
1	1,00	17	450	450,0	200
1	1,00	18	450	450,0	200
1	1,00	19	450	450,0	200
1	1,00	20	566	566,0	1
1	1,00	21	566	566,0	1
1	1,00	22	454	454,0	10

Fuente: Elaboración propia.

A.12 Ejemplo para determinar carga media desconectada y usuarios desconectados por componente (escenario 1)

Tabla A.12 Carga desconectada y usuarios desconectados para el componente 1 (Breaker 33 kV) teniendo en cuenta el Escenario 1

Determinación de carga media desconectada: Escenario 1					
Posición	Factor escenario (cero, dmin, dmax)	Puntos de carga asociados	Nivel de carga pico (kW)	Carga media desconectada (kW)	Cantidad de usuarios desconectados
1	0,40	1	866,8	346,7	210
1	0,40	2	866,8	346,7	210
1	0,40	3	866,8	346,7	210
1	-0,15	4	1000,0	-150,0	0
1	-0,15	5	1000,0	-150,0	0
1	-0,15	6	750,0	-112,5	0
1	-0,15	7	750,0	-112,5	0
1	-0,15	8	1500,0	-225,0	0
1	-0,15	9	2000,0	-300,0	0
1	0,40	10	866,8	346,7	210
1	0,40	11	866,8	346,7	210
1	0,40	12	729,1	291,6	200
1	-0,15	13	1000,0	-150,0	0
1	-0,15	14	1000,0	-150,0	0
1	-0,15	15	750,0	-112,5	0
1	-0,15	16	750,0	-112,5	0
1	0,40	17	729,1	291,6	200
1	0,40	18	729,1	291,6	200
1	0,40	19	729,1	291,6	200
1	-0,15	20	1000,0	-150,0	0
1	-0,15	21	1000,0	-150,0	0
1	-0,15	22	750,0	-112,5	0

Fuente: Elaboración propia.

A.13 Ejemplo para determinar carga media desconectada y usuarios desconectados por componente (escenario 8)

Tabla A.13 Carga desconectada y usuarios desconectados para el componente 1 (Breaker 33 kV) teniendo en cuenta el Escenario 8

Determinación de carga media desconectada: Escenario 8					
Posición	Factor escenario (cero, dmin, dmax)	Puntos de carga asociados	Nivel de carga pico (kW)	Carga media desconectada (kW)	Cantidad de usuarios desconectados
1	0,97	1	866,8	840,8	210
1	0,97	2	866,8	840,8	210
1	0,97	3	866,8	840,8	210
1	1,0	4	916,7	916,7	1
1	1,0	5	916,7	916,7	1
1	1,0	6	750,0	750,0	10
1	1,0	7	750,0	750,0	10
1	1,0	8	1627,9	1627,9	1
1	1,0	9	1872,1	1872,1	1
1	0,97	10	866,8	840,8	210
1	0,97	11	866,8	840,8	210
1	0,97	12	729,1	707,2	200
1	1,0	13	916,7	916,7	1
1	1,0	14	916,7	916,7	1
1	1,0	15	750,0	750,0	10
1	1,0	16	750,0	750,0	10
1	0,97	17	729,1	707,2	200
1	0,97	18	729,1	707,2	200
1	0,97	19	729,1	707,2	200
1	1,0	20	916,7	916,7	1
1	1,0	21	916,7	916,7	1
1	1,0	22	750,0	750,0	10

Fuente: Elaboración propia.