



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Maestría en Gestión de Mercados Eléctricos Regulados

**IMPACTO DE LAS INTERRUPCIONES EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN EN EL DESPACHO
ECÓNOMICO DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS RENOVABLES CON OFERTA
FIRME EFICIENTE**

Ing. Pacífico Javier Us Tumax

Asesorado por Mtro. Ing. Josué Daniel García Valdez

Guatemala, agosto de 2023

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**IMPACTO DE LAS INTERRUPCIONES EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN EN EL DESPACHO
ECÓNOMICO DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS RENOVABLES CON OFERTA
FIRME EFICIENTE**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ING. PACIFICO JAVIER US TUMAX

ASESORADO POR EL MTRO. ING. JOSUÉ DANIEL GARCIA VALDEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

MAESTRO EN GESTIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS REGULADOS

GUATEMALA, AGOSTO DE 2023

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO a.i.	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Kevin Vladimir Cruz Lorente
VOCAL V	Br. Fernando José Paz González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO a.i.	Ing. José Francisco Gómez Rivera
DIRECTORA	Aurelia Anabela Cordova Estrada
EXAMINADOR	Mtro. Ing. Juan Calos Fuentes Montepeque
EXAMINADOR	Mtro. Ing. René Roberto Castellanos Moreira
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**IMPACTO DE LAS INTERRUPCIONES EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN EN EL DESPACHO
ECÓNOMICO DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS RENOVABLES CON OFERTA
FIRME EFICIENTE**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería, con fecha 30 de octubre de 2021.



Ing. Pacifico Javier Us Tumax

LNG.DECANATO.OI.586.2023

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Estudios de Posgrado, al Trabajo de Graduación titulado: **IMPACTO DE LAS INTERRUPCIONES EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN EN EL DESPACHO ECONÓMICO DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS RENOVABLES CON OFERTA FIRME EFICIENTE**, presentado por: **Ing. Pacífico Javier Us Tumax**, que pertenece al programa de Maestría en artes en Gestión de mercados eléctricos regulados después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Ing. José Francisco Gómez Rivera
Decano a.i.

Guatemala, agosto de 2023

AACE/gaoc



Guatemala, agosto de 2023

LNG.EEP.OI.586.2023

En mi calidad de Directora de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del asesor, verificar la aprobación del Coordinador de Maestría y la aprobación del Área de Lingüística al trabajo de graduación titulado:

“IMPACTO DE LAS INTERRUPCIONES EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN EN EL DESPACHO ECONÓMICO DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS RENOVABLES CON OFERTA FIRME EFICIENTE”

presentado por **Ing. Pacifico Javier Us Tumax** correspondiente al programa de **Maestría en artes en Gestión de mercados eléctricos regulados** ; apruebo y autorizo el mismo.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”



Mtra. Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
Directora
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería



Guatemala, 7 de noviembre de 2022

M.A. Ing. Edgar Dario Alvarez Coti
Director
Escuela de Estudios de Postgrado
Presente

Estimado M.A. Ing. Alvarez Coti

Por este medio informo a usted, que he revisado y aprobado el **INFORME FINAL y ARTÍCULO CIENTÍFICO** titulado: **IMPACTO DE LAS INTERRUPCIONES EN UNA RED DE DISTRIBUCION EN EL DESPACHO ECONOMICO DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS RENOVABLES CON OFERTA FIRME EFICIENTE** del estudiante **Pacifico Javier Us Tumax** quien se identifica con número de carné **201503962** del programa de Maestria En Gestion De Mercados Electricos Regulados.

Con base en la evaluación realizada hago constar que he evaluado la calidad, validez, pertinencia y coherencia de los resultados obtenidos en el trabajo presentado y según lo establecido en el **Normativo de Tesis y Trabajos de Graduación aprobado por Junta Directiva de la Facultad de Ingeniería Punto Sexto inciso 6.10 del Acta 04-2014 de sesión celebrada el 04 de febrero de 2014**. Por lo cual el trabajo evaluado cuenta con mi aprobación.

Agradeciendo su atención y deseándole éxitos en sus actividades profesionales me suscribo.



Mtro. Ing. Juan Carlos Fuentes Montepeque
Coordinador
Maestria En Gestion De Mercados Electricos Regulados
Escuela de Estudios de Postgrado

Guatemala, mayo 2023

En mi calidad como asesor del **Ingeniero Pacífico Javier Us Tumax** quien se identifica con carné **201503962** procedo a dar el aval correspondiente para la aprobación del Trabajo de Graduación titulado: **“IMPACTO DE LAS INTERRUPCIONES EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN EN EL DESPACHO ECONÓMICO DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS RENOVABLES CON OFERTA FIRME EFICIENTE”** quien se encuentra en el programa de **Maestría en Gestión de Mercados Eléctricos Regulados** la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”


Josué Daniel García Valdez
Ingeniero Mecánico Electricista
Colegiado No. 17,783

Mtro. Ing. Josué García

Asesor

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por darme las oportunidades que he tenido y de poder compartirlas con personas maravillosas.
Mis padres	Carolina Tumax y Pacifico Us, por su amor y apoyo incondicional en todas las etapas de mi vida.
Mis hermanos	Joaquín y Rodrigo Us Tumax, por enseñarme que, caemos, para aprender a levantarnos.
Mi familia	Por el apoyo y enseñanzas que han compartido conmigo.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por brindarme la oportunidad de aumentar mi conocimiento.
Mi asesor	Mtro. Ing. Josué García por su apoyo
Mis amigos	Leonel Atz, Josué Sandoval y Eduardo Orozco por su apoyo durante la carrera.
Mis compañeros	Al grupo de operadores e ingenieros en el centro de control, por su apoyo durante la carrera.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
LISTA DE SÍMBOLOS.....	VII
GLOSARIO.....	IX
RESUMEN.....	XIII
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	XV
OBJETIVOS	XIX
RESUMEN MARCO METODOLÓGICO	XXI
INTRODUCCIÓN.....	XXIII
1. MARCO TEÓRICO.....	1
1.1. Generador distribuido renovable.....	1
1.1.1. Beneficio de la generación distribuida renovable	3
1.1.1.1. Técnicos.....	3
1.1.1.2. Ambientales	4
1.1.1.3. Económicos	4
1.2. Comercialización de la energía.....	5
1.2.1. Opciones de comercialización.....	5
1.2.1.1. Con el distribuidor	6
1.2.1.2. En el mercado mayorista.....	6
1.2.2. Programación de largo plazo	7
1.2.3. Oferta firme eficiente.....	10
1.2.4. Prueba de potencia máxima.....	15
1.2.5. Disponibilidad	17
1.3. Red de distribución eléctrica.....	20
1.3.1. Arreglos de los sistemas de distribución	20

	1.3.1.1.	Circuitos radiales	21
	1.3.1.2.	Circuitos mallados	22
	1.3.2.	Coordinación de protecciones	23
	1.3.2.1.	Reconectores.....	24
	1.3.3.	Dispositivos de seccionamiento.....	29
	1.3.3.1.	Cuchilla seccionadora.....	30
	1.3.3.2.	Seccionador automatizado	31
1.4.		Interrupciones en redes de distribución.....	32
	1.4.1.	Confiabilidad.....	33
	1.4.1.1.	Conexión en serie.....	34
	1.4.1.2.	Conexión en paralelo.....	35
	1.4.2.	Tipos de fallas	36
	1.4.2.1.	Fallas transitorias.....	36
	1.4.2.2.	Fallas permanentes	37
	1.4.3.	Tiempo de atención de fallas.....	37
	1.4.4.	Mantenimientos	38
	1.4.4.1.	Mantenimiento correctivo.....	38
	1.4.4.2.	Mantenimiento preventivo.....	39
	1.4.4.3.	Mantenimiento predictivo	40
	1.4.5.	Análisis del sistema	40
2.		DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN	43
	2.1.	Características del estudio	43
	2.2.	Unidades de análisis	44
	2.3.	Variables	44
	2.4.	Fases del estudio	46
	2.4.1.	Fase 1: exploración bibliográfica	46
	2.4.2.	Fase 2: determinación de criticidad	46
	2.4.3.	Fase 3: tiempos promedios	49

2.4.4.	Fase 4: vinculación de la información	49
2.5.	Técnicas de análisis de información	51
3.	PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	53
3.1.	Tipos de falla con mayor criticidad.....	53
3.2.	Tiempos promedios por tipos de falla	55
3.3.	Vinculación de las fallas con la disponibilidad del generador distribuido renovable.....	57
4.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS	61
4.1.	Identificación de las principales causas que afectan en las interrupciones de un circuito de distribución que cuente con generación distribuida.....	61
4.2.	Determinación del tiempo promedio de las causas principales que provocan las interrupciones en una red de distribución en la cual está conectado un GDR.....	62
4.3.	Señalización del vínculo entre el tiempo promedio de duración de las interrupciones principales que se producen en la red de distribución con el despacho económico del generador distribuido	64
4.4.	Determinación del impacto que se tiene entre las interrupciones en una red de distribución en el despacho económico de un generador distribuido renovable con oferta firme eficiente	65
	CONCLUSIONES.....	69
	RECOMENDACIONES.....	71
	REFERENCIAS	73
	APÉNDICES.....	77

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Estados de programaciones.....	10
2. Criterios que considera PRADIS	18
3. Construcción circuito radial	21
4. Construcción de circuito mallado.....	22
5. Ramales en circuito de distribución	24
6. Reconector de línea	26
7. Coordinación de protección reconector y fusible	27
8. Sistema de distribución con generación distribuida	28
9. Ubicación de la corriente Ik con generación distribuida	29
10. Cuchillas seccionadoras.....	30
11. Seccionador automatizado	31
12. Probabilidad de conexión en serie	34
13. Probabilidad de conexión en paralelo.....	35
14. Histograma de fase 3	51
15. Disponibilidad por tipo de falla.....	51
16. Tipo de fallas con mayor criticidad	55

TABLAS

I. Información por suministrar por generadores	8
II. Información para suministrar por distribuidores y participantes consumidores	9
III. Información que suministrar por transportistas	9

IV.	Consideraciones por tomar para la oferta firme eficiente	11
V.	Simulaciones para obtener OFE	12
VI.	Oferta firme según tecnología	13
VII.	Coeficiente de disponibilidad de las máquinas generadoras	14
VIII.	Evaluación de resultados de prueba de potencia máxima.....	16
IX.	Tiempos mínimos de duración prueba de potencia máxima.....	17
X.	Tiempos mínimos prueba disponibilidad	19
XI.	Matriz de criticidad	41
XII.	Clasificación de variables.....	44
XIII.	Definición teórica y operativa de variables	45
XIV.	Criterios número de personal en reparaciones.....	47
XV.	Criterios de cantidad de material en reparaciones	47
XVI.	Datos fase 2.....	48
XVII.	Matriz de criticidad aplicada	48
XVIII.	Datos fase 3.....	50
XIX.	Datos fase 4.....	50
XX.	Tipo de fallas con mayor criticidad	54
XXI.	Tiempos promedios por tipo de falla	56
XXII.	Resumen de datos	57
XXIII.	Indisponibilidad por tipo de fallas	58
XXIV.	Cantidad de interrupciones por trimestre.....	59
XXV.	Tiempo de interrupciones por trimestre	60

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
I	Corriente
kV	Kilovoltio
≥	Mayor o igual que
MW	Megawatt
<	Menor que
%	Porcentaje
Q	Quetzales
T	Tiempo
W	Watt (Vatio)

GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista. Entidad encargada de la operación técnica y comercial del mercado mayorista en Guatemala.
Año estacional	Es el período de doce meses que inicia el uno de mayo y termina el treinta de abril del año siguiente, para efectos de la Programación de Largo Plazo
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica, ente regulador del subsector eléctrico en Guatemala.
Comercializador	Participante que, compra o vende bloques de energía asociada a una oferta firme eficiente o demanda firme de al menos 5 MW.
Confiabilidad	Oferta firme eficiente, es la cantidad máxima de potencia que una central generadora o Transacción Internacional puede comprometer en contratos para cubrir la demanda firme que se calcula en función de su oferta firme.

Demanda firme	Es la demanda de potencia calculada por el Administrador del Mercado Mayorista, que debe ser contratada por cada Distribuidor o Gran Usuario, en el Año Estacional correspondiente.
Despacho	Se refiere al despacho económico de carga que realiza el Administrador del Mercado Mayorista.
Distribuidor	Participante que tiene por lo menos 15,000 usuarios.
Generador	Participante que, interviene en la producción de electricidad, con una potencia máxima de por lo menos 5MW.
GDR	Es la persona, individual o jurídica titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica que utiliza recursos energéticos renovables y participa en la actividad de Generación Distribuida Renovable.
Interrupción	Evento durante el cual el voltaje, en el punto de conexión del cliente, cae a cero y no retorna a sus valores normales automáticamente.
MER	Mercado Eléctrico Regional. Es el ámbito en el que se realizan las transacciones regionales de electricidad entre los agentes del mercado.

Microsoft Excel	Herramienta que permite manipular datos numéricos y de texto por medio de funciones desarrolladas específicamente para crear con hojas de cálculo.
NCC	Normas de Coordinación Comercial, conjunto de disposiciones y procedimientos, emitidos por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) que tienen por objeto, garantizar la coordinación de las transacciones comerciales del Mercado Mayorista.
OF	Oferta firme, es una característica técnica de cada unidad generadora que se calcula en función de su potencia máxima y de su disponibilidad, o la relacionada con las transacciones internacionales.
OFE	Oferta firme eficiente, es la cantidad máxima de potencia que una central generadora o transacción internacional puede comprometer en contratos para cubrir la demanda firme que se calcula en función de su oferta firme,
Transportista	Participante que, interviene en el transporte de energía con la capacidad mínima de 10MW,

RESUMEN

El surgimiento de numerosos proyectos de generación de energía renovable en Guatemala se ha incrementado significativamente, en gran parte debido a las políticas que se ha promovido en los últimos años. La generación de energía distribuida es parte importante de la generación renovable, mediando su energía y potencia a través de la red de distribución. Teniendo la oportunidad de brindar un suministro continuo al mercado con una oferta firme de un año.

Esta oportunidad viene condicionada por los numerosos eventos que ocurren en la red eléctrica de media tensión, los cuales pueden representar intermitencias en el flujo de energía. Por tanto, el propósito del presente estudio se centra en establecer el impacto de las interrupciones en una red de distribución sobre el despacho económico de un generador distribuido renovable con oferta firme eficiente.

Se analizaron los datos históricos de eventos de fallas en la red distribución, aplicando una matriz de criticidad a tres grupos de variables revelando el nivel de criticidad de cada falla. El análisis se inicia calculando la duración media de las interrupciones y posteriormente, se obtiene un coeficiente de disponibilidad de la red de distribución según el tipo de falla.

Entre los resultados obtenidos se pueden mencionar la identificación de las causas principales que afectan en las interrupciones de una red de distribución que cuenta con GDR conectados, la determinación del tiempo promedio de estas causas principales y la relación entre el tiempo promedio de duración de las interrupciones de la red y el despacho económico del generador.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En los últimos años, Guatemala ha promovido legislación para el desarrollo de proyectos de energía renovable, buscando diversificar la matriz energética y reducir la dependencia de los combustibles fósiles, así como las emisiones de gases de efecto invernadero; siendo los generadores distribuidos renovables uno de los resultados de esta promoción. El poder inyectar energía al sistema a través de una red de distribución ha traído beneficios no solo al usuario, sino también al medio ambiente, y aun teniendo la restricción en Guatemala de inyectar hasta un máximo de 5 MW, esta alternativa sigue siendo una opción viable para muchos inversionistas. Al optar por este tipo de generación se tienen dos opciones para comercializar su producto, ya sea directamente con el distribuidor o como agente productor en el mercado mayorista. En la elaboración de esta investigación se centrará en la segunda opción en mención.

Descripción del problema

Un generador distribuido renovable (GDR) al ser participe del mercado eléctrico, tendrá la opción de ser parte de la oferta firme eficiente en la programación de largo plazo que se realiza cada año, esto luego de obtener una evaluación positiva en la prueba de potencia máxima. Esta opción de comercialización de potencia y energía se ve comprometida al estar conectado directamente a la red del ente distribuidor, la cual puede estar expuesta a interrupciones de corta o larga duración, ya sea debido a contingencias o a mantenimientos programados. Y es que, aunque parezca obvio, pero mientras el generador no inyecte energía al sistema este no podrá tener el reconocimiento

económico en el mercado. En consecuencia, el presente trabajo busca el impacto que las suspensiones que se generan del lado del distribuidor tienen sobre el despacho de un generador distribuido renovable.

Formulación del problema

A continuación, se plantea la pregunta central del trabajo de investigación, así como las preguntas que la auxilian para delimitar el problema de esta.

Pregunta central

¿Cuál es el impacto que se tiene entre las interrupciones en una red de distribución en el despacho económico de un generador distribuido renovable con oferta firme eficiente?

Preguntas auxiliares

Para responder a esta interrogante se deberán contestar las siguientes preguntas auxiliares:

- ¿Cuáles son las causas principales que afectan en las interrupciones de un circuito en una red de distribución en la cual está conectado un GDR?
- ¿Cuál es el tiempo promedio para las causas principales que provocan interrupciones en una red de distribución que cuente con generación distribuida?

- ¿De qué forma se vinculan el tiempo de duración de las interrupciones que se producen en una red de distribución con el despacho económico del generador distribuido?

Delimitación del problema

El trabajo de investigación se realizó en el sector eléctrico guatemalteco, y utiliza como escenario la red de distribución de energía eléctrica. Identificando inicialmente las causas principales que interrumpen la conexión entre GDR y distribuidor, para posteriormente determinar el tiempo promedio que demora identificar dicha causa, realizar reparaciones y normalizar el segmento de red. Y con esa información, señalar el posible vínculo que existe entre la duración de las interrupciones y el despacho de los generadores distribuidos con oferta firma eficiente.

OBJETIVOS

General

Establecer el impacto que se tiene entre las interrupciones en una red de distribución en el despacho económico de un generador distribuido renovable con oferta firme eficiente.

Específicos

1. Identificar las causas principales que afectan en las interrupciones de un circuito de una red de distribución en la cual está conectad un GDR.
2. Determinar el tiempo promedio de las causas principales que provocan las interrupciones en una red de distribución que cuente con generación distribuida.
3. Señalar el vínculo entre el tiempo promedio de duración de las interrupciones principales que se producen en la red de distribución con el despacho económico del generador distribuido.

RESUMEN MARCO METODOLÓGICO

El enfoque adoptado fue cuantitativo, debido a que se comparan aspectos medibles como los tiempos promedios de las interrupciones en una red de media tensión. El alcance fue descriptivo, ya que señala los fenómenos que existen en la relación entre los productores de energía renovable distribuida y la red de distribución; procesos que ocurren inherentemente porque están conectados. Cabe mencionar que no se comprobó una hipótesis.

Se eligió un diseño de estudio no experimental, debido a que la recolección de datos describe el comportamiento de las perturbaciones que ocurren en las redes de distribución y estas son imposibles de manipular. Este estudio utilizó la red de distribución de energía eléctrica de los departamentos de Sacatepéquez y Escuintla, Guatemala, a la que se conectan generadores distribuidos.

Las variables que se analizaron principalmente fueron: la frecuencia de fallas, cantidad de personal, cantidad de material, criticidad de fallas, tiempo de interrupciones y coeficiente de disponibilidad. En la primera fase se procedió a consultar fuentes bibliográficas relacionadas al tema para tener un pilar de conocimiento y de esta manera poder abordar la investigación de una mejor manera, haciendo un énfasis en la naturaleza de las redes de distribución, así como también la intervención de los mantenimientos en estas.

En una segunda fase, por medio de una matriz de criticidad, se obtienen los tipos de fallas más relevantes que afectan la conexión entre generador y distribuidora. Mientras que, en la tercera fase, basado en los tipos de fallas más

críticas, se calculan los tiempos de indisponibilidad de forma acumulativa semanalmente, es decir, se obtuvo un tiempo promedio por semana de la interrupción de conexión, ya que, teniendo en cuenta que para la matriz de criticidad de fallas se toma en cuenta la frecuencia en la que estas se presentan con un periodo de siete días, también resulta útil para la siguiente fase. Por último, en la cuarta fase se establece el vínculo entre las fases dos y tres, con el objetivo de obtener el tiempo de indisponibilidad de la red ante el generador por cada tipo de falla crítica.

Las técnicas de análisis utilizados en la investigación fueron: en primer lugar, un análisis univariado por cada variable de frecuencia, cantidad de material y cantidad de personal. En segundo lugar, a través de la matriz de criticidad se utilizó un análisis trivariado para la distinción de criticidades. Posteriormente, un análisis univariado para la obtención de tiempos medios de duración de las fallas antes mencionadas. Y, por último, para la presentación de los cálculos se realizó un análisis bivariado para determinar el porcentaje de indisponibilidad por tipo de falla.

INTRODUCCIÓN

La generación que utiliza combustibles virtualmente inagotables, es decir, la generación renovable ha tomado más peso en la matriz energética guatemalteca para cumplir con la demanda nacional y esto lo ha logrado a través de licitaciones y legislaciones dentro de las cuales también ha entrado en rigor la participación de la generación distribuida. Este tipo de generación renovable que aporta su producción de energía al sistema nacional a través de las redes de distribución, que a su vez es poco convencional, debe afrontar el hecho de que estas redes son más susceptibles a las interrupciones cortas y prolongadas, tanto de carácter programado como no programados, ya que el área de cobertura es mayor que el de las redes de transmisión, teniendo muchos más soportes cercanos a los centros de carga.

En consecuencia, la disponibilidad que pueden llegar a tener los generadores distribuidos se puede ver afectada por los hechos que se suscitan dentro de una red de distribución, de igual manera la oferta firme de potencia que pueden poner a disposición algunos generadores en el mercado ante el administrador, recordando que esta oferta es vital para que el generador pueda, a lo largo de un año, garantizar de cierta forma una retribución económica por su producción.

Por lo que, resaltar el impacto que representan las interrupciones en una red de distribución en el despacho económico de un generador distribuido renovable con oferta firme eficiente es importante dentro las líneas de investigación del *Modelo de Gestión de Redes Eléctricas y Proyectos de Generación, Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica en Mercado*

Eléctrico Regulado, buscando señalar la relación que pueda existir para ser tomado en cuenta como un insumo para la evaluación financiera en los nuevos proyectos que se puedan desarrollar en el país, considerando que no existe precedente de una investigación similar con el mercado eléctrico guatemalteco.

Se llevó pues un análisis descriptivo de las interrupciones que se producen en la red de distribución, enlistando las fallas más críticas producidas en dicha red, y determinando la duración media de estas para poder señalar la relación con la disponibilidad del generador distribuido.

El desarrollo de la investigación se divide en 4 capítulos principales, primeramente, se presenta la consulta bibliográfica que se realizó para que el lector pueda tener un panorama dirigido a los detalles que se tratan a lo largo de la investigación.

El segundo capítulo profundiza el proceso utilizado en la investigación, basándose en las características del estudio, se definieron las variables estudiadas y las cuatro fases del estudio. También se destacan las formas de recolección de datos, formatos y técnicas utilizadas para su análisis.

En el capítulo tres se presentan los resultados obtenidos durante del estudio realizado, mientras en el cuarto y último capítulo se procede a exponer el análisis de estos resultados. Se hace la mención que, cada uno los capítulos mencionados, basan su estructura en los objetivos, describiendo las causas principales que ocurren en las redes de distribución con generación distribuida y el cómo estos eventos impactan en el despacho de los generadores en el mercado eléctrico guatemalteco.

1. MARCO TEÓRICO

1.1. Generador distribuido renovable

Tradicionalmente el proceso de la producción de energía se describe mediante la capacidad de generación, la infraestructura de transmisión y transformación. Básicamente consta de cuatro etapas (generación, transmisión, distribución y consumo) y donde interfiere la mayoría de las participantes del mercado eléctrico, cumpliendo siempre el objetivo de cubrir la demanda con oferta de generación. La generación distribuida cambia este modelo común de generación centralizada y aunque parezca algo completamente nuevo, el principio de este concepto ha existido desde hace muchos años en todos los países industrializados.

Dado de sus varias adaptaciones de proyectos de generación no convencionales, como por ejemplo para puntos lejanos donde se utilizan generadores diésel de distintas potencias o bien las plantas de cogeneración de las industrias, la definición de generación distribuida dependerá de la fuente consultada y también la aplicación que se le quiere dar. Es más que en ocasiones se utilizan otros términos como generación dispersa o generación en “in-situ”. (Segura Heras, 2005) Esto permite también tener una amplia gama de posibles esquemas de generación.

Las distintas definiciones que se tienen acerca de este concepto difieren básicamente en dos perspectivas: localización y capacidad. Ya que algunas bibliografías se refieren a la generación distribuida como aquella que, se encuentra cercana a la carga o usuario final. “La generación distribuida está

relacionada con el uso de pequeñas unidades generadores instaladas en puntos estratégicos de la red eléctrica cerca de los centros de carga” (Falcão y Borges, 2006, p. 414).

Al mismo tiempo, otras fuentes atienen la definición del generador distribuido indicando la capacidad de potencia máxima que tiene este para aportar a la red. Sin embargo, estos límites van sujetos a los operadores de red en donde se conecten, ya que serán estos operadores quienes definan el voltaje y potencia máxima. (Pepermans, Driesen, Haeseldonckx, Belmans y D'haeseleer, 2005)

Cabe mencionar también que las definiciones comparten que las unidades de generación deberían estar conectadas a una red de distribución, dando así la última característica que debe tener un agente generador para ser considerado generador distribuido.

Y bien, para continuar con la definición del generador distribuido renovable, se aclara que el término renovable no es más que la referencia para la tecnología que utiliza el generador, las cuales son las que utilizan fuentes naturales virtualmente inagotables.

Sin embargo, para el caso de Guatemala aplica la definición de generación distribuida renovable elaborada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) en la Norma Técnica De Generación Distribuida Renovable y Usuarios Auto productores con Excedentes de Energía (NTGDR), la cual establece que: “Es la modalidad de generación de electricidad, producida por unidades de tecnologías de generación con recursos renovables, que se conectan a instalaciones de distribución cuyo aporte de potencia neto es inferior o igual a cinco megavatios” (Comisión Nacional de Energía Eléctrica [CNNE], 2014, p. 6).

1.1.1. Beneficio de la generación distribuida renovable

La integración de generadores distribuidos renovables dentro de las redes brinda ciertos beneficios que se deben entender muy bien para así poder obtener el mayor provecho; estos ya han sido muy evaluados y cuantificados por varios autores, y es por ello por lo que a continuación se detallan ciertas ventajas que brinda la generación distribuida, apoyado en tres ejes principales para abordar los beneficios de poder contar con generación distribuida en una red de media tensión.

1.1.1.1. Técnicos

Uno de los argumentos para la generación distribuida es la mejora del perfil de tensión para el usuario final, manteniendo niveles dentro del margen establecido dentro de la normativa de la red a la cual se conecte.

El generador conectado a la red brinda una compensación de carga reactiva inductiva, por lo que logra disminuir la corriente a lo largo del trayecto hacia la carga. Empero la mejora se puede apreciar de mejor manera si en el circuito de conexión no se opera con límites inferiores de factor de potencia, por la compensación mencionada y es así como se ve mejora con centros de carga no niveles no tan altos. (Chiradeja y Ramakumar, 2004)

Mejora también la calidad del servicio que presta la distribuida al usuario final, ya que ante contingencias y es preciso trasladar carga de un alimentador a otro, el generador complementa la fuente del alimentador el cual queda descompensado por dicho traslado, dando soporte a la confiabilidad y seguridad del sistema de distribución.

1.1.1.2. Ambientales

Es una verdad que en el sector eléctrico el tipo de tecnología que se utiliza debe ser más eficiente para ser atractivo, y si a eso se le suma la utilización de combustibles naturales y también la potencial disminución de emisiones de gases de efecto invernadero resulta en una gran valoración en el medio. (Akorede, Hizam, y Pouresmaeil, 2010)

En ciertos países como Guatemala se promueven el uso de combustibles renovables, lo cual hace que impulse la inversión de este tipo de generación y al mismo tiempo se busca que impacte de forma positiva en la huella de carbono que tiene a la población sumamente preocupada. Actualmente, tiene un mejor recibimiento en la mayoría de los casos, al momento de la instalación de las unidades generadores cerca de la población.

1.1.1.3. Económicos

Como se mencionó anteriormente, en países existen normativas que promueven el uso de recursos renovables para la generación de energía, existen también otros mecanismos comerciales que fomentan la inversión independiente para este tipo de generación.

Los beneficios económicos son los más importantes ya que, la cuantificación de estos son los que evidencian que el uso de este tipo de alternativas tiene ventajas sobre la generación convencional. Para que los generadores distribuidos puedan representar beneficios, se han desarrollado modelos matemáticos que permiten alcanzar el mayor beneficio posible sobre el costo de generación. Esto es posible por los escenarios particulares que se tienen en la conexión de los generadores, en donde se han podido calcular beneficios

cuantificables que representan la mitad de la tarifa cobrada a los clientes. (Gil y Joos, 2008)

También es importante tomar en cuenta que tecnologías como la fotovoltaica y eólica tienen mejor costo de operación y mantenimiento, sin olvidar la reducción de los requisitos de reserva y los costos que estos representan.

1.2. Comercialización de la energía

Se desarrolla a continuación, lo referente a la parte comercial que tiene un generador distribuido renovable en territorio guatemalteco, ante los otros entes del Mercado Mayorista a los cuales puede promocionar su potencia y energía, tomando en cuenta la legislación y también las normativas que competen al subsector eléctrico. Con base en la normativa actual en el territorio guatemalteco se toman los puntos clave para poder exponer las consideraciones a tomar por un GDR ante el ideal de comercializar su producto con los demás entes.

1.2.1. Opciones de comercialización

Para un generador distribuido se han desarrollado métodos con las micro redes donde pueden ser utilizados de manera más eficiente en aspectos técnicos y no solo porque se desarrollan algoritmos para la ubicación óptima, sino que también existe también una perspectiva diferente, económicamente, en donde agregando un agente extra al mercado se podría implementar en un mercado minorista aprovechando las características de las micro redes. (Palizban y Kauhaniemi, 2013) Sin embargo, en Guatemala se tiene un mercado mayorista para realizar transacciones en el mercado, razón por la cual a continuación se presentan las opciones que tiene un generador distribuido renovable para poder desarrollarse en el medio.

Las opciones que un GDR tiene para comercializar su producto son dos, ya sea directamente con el distribuidor o como agente productor en el MM. Ambas opciones no son excluyentes entre sí, empero deben apegarse a la normativa vigente que le sea pertinente a cada una. Sin embargo, para el desarrollo de la investigación se centrará en la opción que involucra al interesado ser participe del MM guatemalteco. (CNEE, 2014)

1.2.1.1. Con el distribuidor

El GDR podrá ofrecer sus bloques de potencia y energía directamente a las distribuidoras, siempre y cuando sea por medio de las licitaciones que desarrollan las distribuidoras juntamente con la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), la cual dará el aval definitivo. Las licitaciones son propuestas presentadas por varias centrales o unidades generadoras a la distribuidora, para poder suplir la carga de esta al mejor precio. Cabe mencionar que dichos contratos deben regirse bajo la normativa que establece el Administrador del Mercado Mayorista [AMM]. (CNEE, 2014)

1.2.1.2. En el mercado mayorista

El generador distribuido podrá ser partícipe directamente del Mercado Mayorista (MM), celebrando contratos o realizando transacción dentro del mercado por su potencia o energía generada. Siendo libre de poder pactar con cualquier ente y también teniendo la opción de que su representación sea por medio de una comercializadora. (CNEE, 2014)

1.2.2. Programación de largo plazo

Anteriormente se mencionó que, se centrará en la opción de comercializar la potencia y energía en el mercado mayorista con los demás participantes. Además de cumplir con las normativas actuales, los generadores deben de considerar la Programación de Largo Plazo (PLP) que realiza el administrador del mercado cada año estacional, que comienza el 1 de mayo y finaliza el 30 de abril del siguiente año, pues es cuando se definen a los participantes productores con su respectiva Oferta Firme Eficiente (OFE). En esta sección se ampliará más acerca de los temas por considerar.

Esta programación tiene como objetivo principal generar un informe con varios tópicos detallando matices para las transacciones durante un año estacional, con las transacciones que se realizan en el mercado mayorista para los contratos firmes y para el mercado de oportunidad. Los datos obtenidos de años anteriores de los participantes y grandes usuarios del mercado eléctrico se utilizan para alimentar la base de datos, la cual será utilizada por el Administrador para generar la programación de operación buscando alcanzar el mínimo costo de operación para mitigar la demanda y hacer cumplir los distintos contratos de los participantes. La coordinación del administrador debe de considerar las restricciones y topologías del Sistema Nacional Interconectado (SNI) con base en estudios previamente desarrollados o coordinados por el administrador. (Comisión Nacional de Energía Eléctrica [CNEE], 2000) Cada participante tiene fecha límite, quince de enero, para enviar sus declaraciones al AMM que contenga información de relativa al año estacional. Y es específica para cada uno de los entes, como se detalla en las tablas I, II y III según indica la CNEE.

El AMM enviará una programación provisoria a los participantes con algunos de los tópicos de la versión definitiva, de interés para estos y les permitan

realizar observaciones al administrador que de ser necesario ajustará los estudios. Posterior a la versión definitiva, se tendrá también una reprogramación anual estacional la cual tomará en cuenta las modificaciones que pudiesen haber sufrido la información suministrada por los Participantes. Los tiempos en los cuales deben ser presentadas las variaciones de la PLP a los participantes se detalla en la tabla I.

Tabla I. Información por suministrar por generadores

Tipo Tecnología	Información por suministrar
Generales	Adiciones o retiros de unidades de generación y planes de Mantenimiento Mayor.
	Modificaciones en los valores incluidos en la Base de Datos para cada una de las unidades generadoras.
Térmicas	Disponibilidad y programa de abastecimiento de combustibles.
	Metodología para cálculo de costos variables de generación.
	Costos de operación y mantenimiento.
	Costos de arranque y parada de las máquinas y las eficiencias correspondientes a las mismas.
Hidroeléctrica	Potencia disponible.
	Costos de operación y mantenimiento.
	Pronósticos de caudales entrantes y caudales mínimos por requerimientos ambientales o de usos diferentes del agua, aguas abajo.
Biomasa	Disponibilidad mínima de combustibles y programa de abastecimiento de combustibles.
Eólicas	Los datos históricos de la velocidad del viento.
	Medidas a la altura de las aspas del generador de por lo menos 5 años anteriores.
	Rangos de velocidad del viento con los que puede generar cada unidad de la central generadora.
	La información de las características técnicas de los equipos para compensación de potencia reactiva que utilicen.

Fuente: elaboración propia, basado en CNEE (2000). *Norma Coordinación Comercial No. 1.*

Tabla II. Información para suministrar por distribuidores y participantes consumidores

Información por suministrar
Energía mensual.
Potencias máximas y mínimas, tanto activas como reactivas coincidente a la hora de máxima demanda del SINI.
Potencia activa mínima mensual y potencia reactiva coincidente a la hora de mínima demanda del SIN
Curvas de carga típicas, para días hábiles, fin de semana y feriados a nivel mensual.
Los Distribuidores con Contratos Existentes a los que se refiere el Artículo 40 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, deberán informar todas las estipulaciones contenidas en los mismos. *

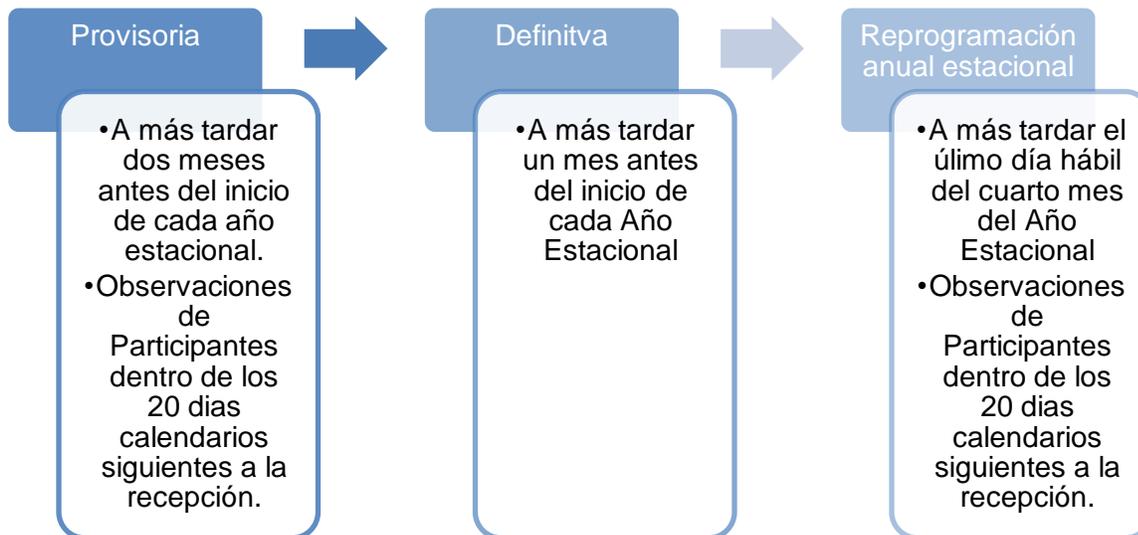
Fuente: elaboración propia, basado en CNEE (2000). *Norma Coordinación Comercial No. 1.*

Tabla III. Información que suministrar por transportistas

Información por suministrar
Planes de Mantenimiento Mayor.
Informar los cambios de topología de la red y adiciones o retiros de equipos principales que pudieran modificar permanentemente la capacidad de transporte de energía.
Planes de mantenimiento y la entrada de nuevas instalaciones que formen parte de la Red de Transmisión Regional (RTR).

Fuente: elaboración propia, basado en CNEE (2000). *Norma Coordinación Comercial No. 1.*

Figura 1. **Estados de programaciones**



Fuente: elaboración propia, basado en CNEE (2000). *Norma Coordinación Comercial No. 1.*

1.2.3. **Oferta firme eficiente**

La oferta firme eficiente, según las normas comerciales se define como: “La cantidad máxima de potencia de una unidad, central generadora o Transacción Internacional que puede comprometerse en contratos para cubrir la demanda firme.” (Comisión Nacional de Energía Eléctrica [CNEE], 2001, p. 5).

Para la definición de la oferta firme eficiente es necesario utilizar la base de datos usada para la PLP en su forma provisoria, para llevar a cabo un despacho económico de los participantes productores de cada semana del año estacional. La información que se toma en cuenta los datos que se enlistan en la tabla IV.

Tabla IV. **Consideraciones por tomar para la oferta firme eficiente**

Considera	No considera
Demanda de exportación al MER (año calendario con mayores transacciones, de los últimos 3 años)	Unidades o centrales generadoras sin Oferta Firme
Últimos valores de potencia máxima	Generación forzada para prestación de servicios complementarios
Programas de mantenimiento mayores informados al AMM	Modelos de fallas en generación ni transmisión
Contratos firmes de importación del MER	Condiciones de compra mínima de energía obligada
Costo variable de unidades o centrales de generación	

Fuente: elaboración propia, basado en CNEE (2001). *Norma Coordinación Comercial No. 2.*

También se consideran los costos variables de cada uno de los participantes a lo largo del periodo, esto guiado por la metodología indicada para la PLP. De no contar con los datos requeridos por el AMM, se utilizarán otros métodos que igualen la estimación del precio para el abastecimiento de la producción por parte de las distintas unidades o centrales. (CNEE, 2001)

Para el desarrollo de las dos simulaciones del despacho económico se toman las consideraciones de la tabla V, luego de obtener los resultados de estas dos simulaciones se realiza la sumatoria de las ofertas firmes de los participantes que estén tomadas por cada una de las simulaciones. El valor más alto de estas sumatorias será la que tendrá la oferta firme eficiente para los listados en esta opción y será válido para el siguiente año estacional.

Tabla V. **Simulaciones para obtener OFE**

No. Simulación	Datos utilizados
Primera	50 escenarios hidrológicos.
Segunda	50 escenarios hidrológicos.
	Sustituir demanda de exportación al MER, para cada semana por las transacciones internacionales programadas en el despacho diario para el MER.
	Excluir las unidades con tiempo de arranque mayor a 1 hora.

Fuente: elaboración propia, basado en CNEE (2001). *Norma Coordinación Comercial No. 2.*

El contar con oferta firme (OF), es algo necesario para poder optar a ser partícipe de la oferta firme eficiente y cubrir la demanda firme. Ahora bien, la CNEE (2001) define: "Oferta firme de cada unidad generadora de los Participantes Productores a la máxima potencia neta capaz de producir, en función de sus características técnicas, su potencia máxima y disponibilidad". (p.1). El cálculo de la OF dependerá de cada central o unidad de generación, puesto que difiere respecto a la tecnología que se utilice, esto se desarrolla en la tabla VI. Como se puede observar en dicha tabla, es importante conocer el coeficiente de disponibilidad que tiene cada participante productor para conocer la oferta firme que puede declarar al administrador. El detalle del cálculo para dicho dato se presenta en la tabla VII, el cual considera las horas efectivas en que el generador está disponible ante el administrador para la ejecución de la programación anual.

Tabla VI. Oferta firme según tecnología

Tecnología	Ecuación	Detalles
Unidades Térmicas	$OF_i = PP_i * coefdisp_i$ (Ec. 1)	<p>PPi: Potencia Máxima que la unidad generadora “i” es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en la que está instalada</p>
		<p>coefdispi: coeficiente de disponibilidad de la unidad generadora “i”.</p>
Unidades Térmicas a base de combustibles fósiles	$OF_i = PPR_i * coefdisp_i$ (Ec. 2)	<p>PPRi: potencia que la unidad generadora “i” es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en la que está instalada.</p>
		<p>coefdispi: coeficiente de disponibilidad de la unidad generadora “i”.</p>
Centrales geotérmicas	$OF_i = \min\left(PP_i * coefdisp_i, \frac{EF_i}{NHRM}\right)$ (Ec. 3)	<p>EFi: es la energía que es previsible producir por la central en la etapa de máximo requerimiento térmico. El generador deberá suministrar y fundamentar esta energía que es previsible con una probabilidad de excedencia del 95%.</p>
		<p>NHRM: es el número de las horas de la etapa de máximo requerimiento térmico.</p>
Centrales eólicas	$OF_i = \min\left(PP_i * coefdisp_i, \frac{EF_i}{NHRM}\right)$ (Ec. 4)	<p>EFi: es la energía que es previsible producir por la central en la etapa de máximo requerimiento térmico.</p>
		<p>NHRM: es el número de las horas de la etapa de máximo requerimiento térmico.</p>

Continuación tabla VI.

Tecnología	Ecuación	Detalles
Centrales hidráulicas	$OF_i = \min\left(PP_i * \text{coefdisp}_i, \frac{EF_i}{NHMD}\right)$ (Ec. 5)	<p>PP_i: Potencia Máxima que la central generadora “i” es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en la que está instalada</p>
		<p>NHMD: número de horas del periodo de máxima demanda correspondiente a la etapa identificada.</p>

Fuente: elaboración propia, basada en CNEE (2001). *Norma de Coordinación Comercial 2.*

Tabla VII. **Coefficiente de disponibilidad de las máquinas generadoras**

Coefficiente de disponibilidad	Observaciones
$\text{Coefdisp}_i = \frac{(HD + HMP - HED)}{HD + HIF + HMP}$ (Ec. 6)	<p>HD: Horas de disponibilidad.</p>
	<p>HMP: Horas de mantenimiento programadas, incluyendo mantenimientos menores y mayores.</p>
	<p>HIF: Horas de indisponibilidad Forzada.</p>
	<p>HED: Horas equivalentes por degradación cuando la unidad está disponible.</p>

Fuente: elaboración propia, basada en CNEE (2001). *Norma de Coordinación Comercial 2.*

Cabe resaltar el hecho que, el generador distribuido renovable deberá apegarse a las normativas generales como lo hacen los demás generadores. Y el cálculo de coeficiente de disponibilidad, no es la excepción, este se calcula

anualmente con datos de dos años anteriores. El coeficiente que obtenga el generador cada año es vital para poder ser considerado con mayor probabilidad para la programación de largo plazo. En donde, lo que depende enteramente de sus activos son las horas de mantenimiento y las horas de disponibilidad.

1.2.4. Prueba de potencia máxima

El desarrollo de esta prueba tiene como objetivo determinar la potencia de cada unidad o central que es posible disponer para las transacciones en el mercado, esto útil para poder determinar la oferta firme y a su vez la oferta firme eficiente. Al menos cada tres años cada productor deberá realizar dicha prueba, esto con base en la coordinación del administrador, ya que se debe velar por la seguridad del sistema de potencia para poder cumplir no solo con los índices de calidad, sino también con la eficiencia el despacho económico. (CNEE, 2001)

Los resultados que se obtengan en la prueba de potencia máxima se evaluarán según la energía entregada en el lapso que dure esta, el detalle del rubro se detalla en la tabla VII donde se considera si la interrupción depende de la operación de la generadora o no. Cuando se desconecta por causas no atribuibles a la operación del generador durante una segunda prueba consecutiva, se toma una razón entre el tiempo alcanzado de duración y el tiempo completo mínimo como se detalla en la penúltima fila de la tabla VII. Ahora bien, la duración de las pruebas de potencia máxima es iguales para todas las unidades generadoras, pero tienen una distinción las unidades hidráulicas, las cuales se detallan en la tabla VIII.

Tabla VIII. Evaluación de resultados de prueba de potencia máxima

Criterio	Porcentaje	Calculo
Tiempo completo	N/A	$PP_i = \text{Mín}((\sum_i ERC_i/TC), (PIC))$ (Ec. 7)
Se desconecta antes de tiempo, pero por causas no atribuibles a su operación	< 80 %	Se reprogramará
	≥ 80 %	$PP_i = \text{Mín}((\sum_i ERA_i/TA,) (PIC))$ (Ec. 8)
Se desconecta antes de tiempo, pero por causas atribuibles a su operación	< 80 %	Se reprogramará
	≥ 80 %	$PP_i = \text{Mín}((\sum_i ERA_i/TC), (PIC))$ (Ec. 9)
	< 80 % (2)	$PP_i = \text{Mín}((\sum_i ERA_i/TC) * (\frac{TA}{TC})), (PIC))$ (Ec. 10)
<p>Donde:</p> <p>PP_i = Potencia máxima de la unidad o central generadora i.</p> <p>$\sum_i ERC_i$ = Suma de lecturas para energía activa, durante el tiempo completo de la prueba.</p> <p>TC = Tiempo mínimo estipulado para la prueba.</p> <p>PIC = Potencia indicada en la autorización dada por la CNEE.</p> <p>$\sum_i ERA_i$ = Suma de lecturas para energía activa, durante el tiempo que dure la prueba.</p> <p>TA = Tiempo duración de la prueba</p>		

Fuente: elaboración propia, basada en CNEE (2001). *Norma de Coordinación Comercial 2.*

Tabla IX. **Tiempos mínimos de duración prueba de potencia máxima**

Tipo de unidad generadora	Tiempo mínimo de duración para Prueba de Potencia Máxima -TC-
Motores Reciprocantes	24 horas
Turbo gas	24 horas
Turbo vapor	24 horas
Turbo vapor perteneciente a una central geotérmica	24 horas
Unidad o Central Generadora hidráulica con embalse de regulación anual, mensual o semanal	6 horas
Unidad o Central Generadora hidráulica con regulación diaria o filo de agua	4 horas

Fuente: CNEE (2001), *Norma de Coordinación Comercial 2*.

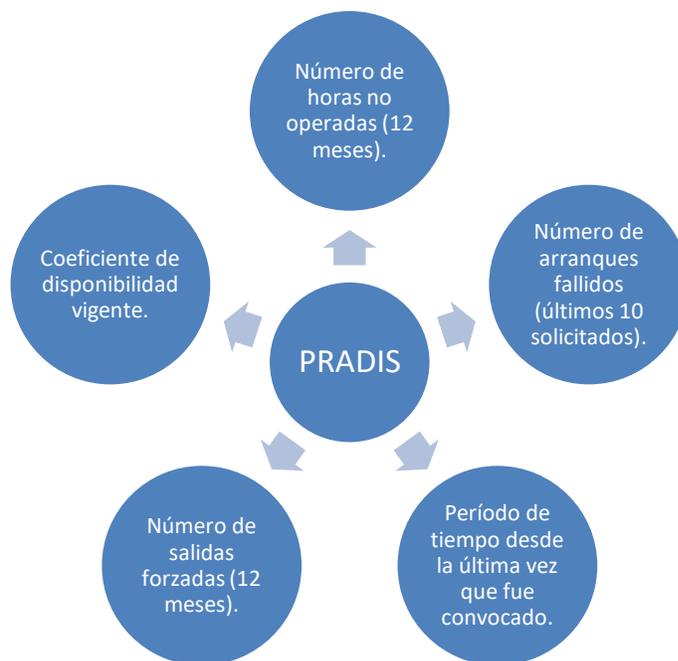
1.2.5. Disponibilidad

Según Romero (2020) “Se define la disponibilidad como la capacidad de un componente o sistema para desarrollar su función en un instante preciso o durante un período de tiempo determinado” (p. 42). Entendiendo que, los sistemas eléctricos de potencia tienen como fin principal brindar el servicio, disminuyendo el tiempo de interrupciones de una forma segura.

Como se informó en la sección anterior la prueba de potencia máxima es vital para los cálculos de la OF, pero esta prueba está sujeta también a la disponibilidad que tenga la unidad o central generadora. Esta se evalúa con una prueba que es similar a la de potencia máxima, pero con otros estándares distintos a medir para el generador. El AMM utiliza el software denominado

Programa de Prueba Aleatoria de Disponibilidad (PRADIS) para poder desarrollar la prueba de forma aleatoria e imparcial para los participantes productores y así tener un dato verosímil para los distintos cálculos que se desarrollan con base en los datos que brinda la prueba. (CNEE, 2001). En la figura 2 se detallan los datos que considera el software para convocar a las unidades en donde se excluyen a los participantes en mantenimiento o con indisponibilidad forzada. Solo se pueden programar dos pruebas a la semana de parte del administrador.

Figura 2. **Criterios que considera PRADIS**



Fuente: elaboración propia, basada en CNEE (2001). *Norma de Coordinación Comercial 2.*

Por su parte, el tiempo que deben durar las pruebas de disponibilidad de las unidades o centrales de generación, se detalla en la tabla X, dando así los límites inferiores para la operación de estas.

La coordinación de la prueba debe tomar en cuenta la optimización del despacho para no entorpecer a otros productores en horario específicos. Se debe tener al menos el 80 % del registro de los datos obtenidos de potencia activa y reactiva para que la prueba no sea descartada. Ahora bien, los criterios para la evaluación de la prueba de disponibilidad pueden dividirse en dos: el primero, cuando se finaliza la prueba sin alcanzar el 50 % de la potencia total declarada la unidad es declarada como indisponible. Y el segundo, cuando la prueba cumple con el tiempo completo o más del 50 % de la potencia máxima vigente se considera al generador como disponible. (CNEE, 2001)

Tabla X. **Tiempos mínimos prueba disponibilidad**

Tipo de unidad generadora	Tiempo mínimo de duración para Prueba de Disponibilidad
Motores Reciprocantes	4 horas
Turbo gas	4 horas
Turbo vapor	4 horas
Turbo vapor perteneciente a una central geotérmica	4 horas
Unidad o Central Generadora hidráulica con embalse de regulación anual, mensual o semanal	4 horas
Tipo de unidad generadora	Tiempo mínimo de duración para Prueba de Disponibilidad
Unidad o Central Generadora hidráulica con regulación diaria o filo de agua	1 horas

Fuente: CNEE (2001), *Norma de Coordinación Comercial 2*.

1.3. Red de distribución eléctrica

Una distribuidora es un agente del mercado eléctrico, cuya función es suministrar el servicio de energía a los usuarios finales, según el área de concesión que tenga asignada. Y es través de su infraestructura que cumple con su fin principal de abastecer a los usuarios, dentro de las normativas vigentes de energía eléctrica que cumpla con los márgenes de disponibilidad y calidad. Para operar dentro de los dichos márgenes, muchas veces las empresas deben realizar inversiones a sus activos dentro de la red para mejorar la entrega del recurso y también mayores ventas de este.

La red de distribución se conforma de varios activos a lo largo del área de cobertura; activos como conductores, postes, cruceros, aisladores, herrajes, pararrayos, dispositivos de protección, dispositivos de seccionamiento manuales y automatizados, transformadores, dispositivos de regulación de voltaje, entre otros. Todo este conjunto de componentes hace posible que se puede transmitir la energía eléctrica desde el reconectador o interruptor de cabecera de una de las salidas de las subestaciones, hasta los distintos tipos de usuarios que se conectan a la red.

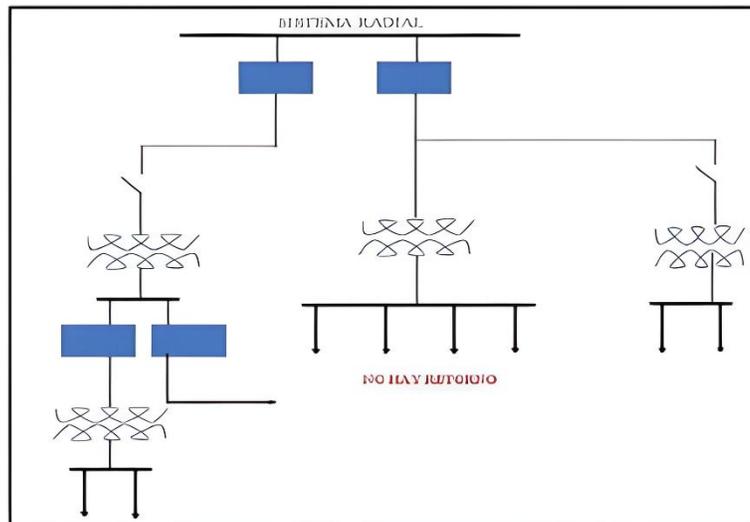
1.3.1. Arreglos de los sistemas de distribución

Las redes de distribución eléctrica manejan en la mayoría de las veces dos tipos de configuración en cuanto al arreglo físico de las líneas de distribución. Las configuraciones mencionadas corresponden a los arreglos radiales y en malla.

1.3.1.1. Circuitos radiales

El tipo de esta configuración es alimentada únicamente por una fuente, la cual transmite en forma radial hacia los varios destinatarios; cabe mencionar que son simples, económicas y la coordinación de protecciones es sencilla. Sin embargo, su confiabilidad es baja. (Nakashima, 2020) Cuando existe un solo camino para el flujo eléctrico de la fuente a la carga, el sistema es demasiado susceptible a la suspensión completa del circuito ante la presencia de una falla en el circuito troncal.

Figura 3. Construcción circuito radial

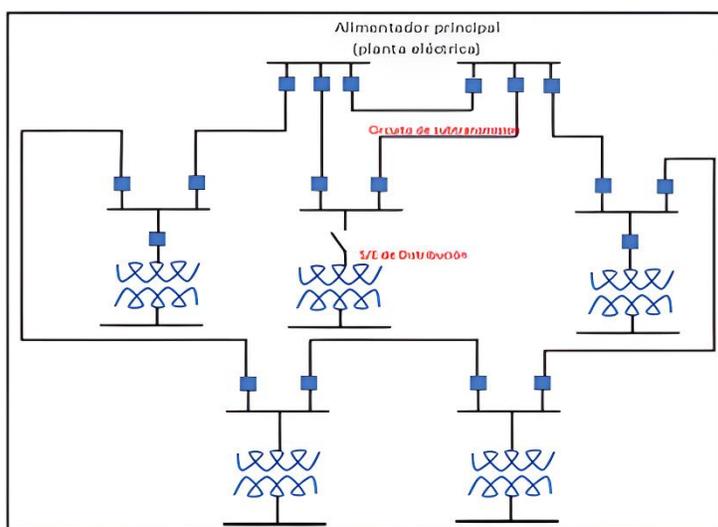


Fuente: Haro y Tandalla (2018), *Análisis de la demanda eléctrica en el alimentador N° 1 de la subestación Pijilí a nivel de 13.8 kV perteneciente a ELEPCO SA para cuantificar las pérdidas técnicas y proponer mejoras en el sistema, en el año 2017.*

1.3.1.2. Circuitos mallados

Como resultado de tener circuitos radiales y anillos de forma conjunta, se obtiene una red mallada representando mayores ventajas en la continuidad y confiabilidad del servicio entregado, y además facilita la operación. Sus desventajas corresponden al aumento de protecciones que deben ser instaladas y a la coordinación de estas, además, esto representa un gasto significativo en comparación de los circuitos radiales. (Nakashima, 2020)

Figura 4. Construcción de circuito mallado



Fuente: Haro & Tandalla (2018), *Análisis de la demanda eléctrica en el alimentador N° 1 de la subestación Pijilí a nivel de 13.8 kV perteneciente a ELEPCO SA para cuantificar las pérdidas técnicas y proponer mejoras en el sistema, en el año 2017.*

En la mayoría de las redes de distribución se presentan topologías o configuraciones malladas interconectados, empero en la práctica de la operación están dispuestas de circuitos radiales, y contando con dispositivos normalmente cerrados a lo largo de segmentos de red y también de dispositivos normalmente

abiertos en puntos de frontera con otros alimentadores o circuitos, que pueden ser de la misma subestación o de subestaciones vecinas, para poder así no afectar a la carga completa de la distribuidora. (Zhu, 2002)

1.3.2. Coordinación de protecciones

“(…) Los equipos de distribución de potencia son susceptibles a daños involuntarios, mala operación y deterioro de estos. Esto hace necesario implantar un sistema capaz de detectar valores anormales de corriente, voltaje y frecuencia, un sistema de protección” (Rodríguez, 2018, p.12).

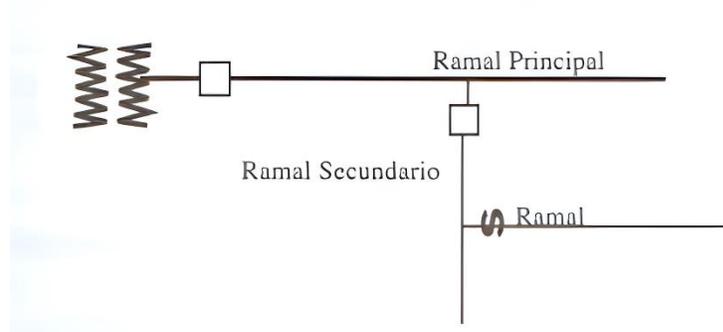
Para la detección de fallas sobre el sistema, se monitorean los valores analógicos de corriente para determinar si existe un evento anómalo en el sistema, ya que el incremento abrupto de esta variable se conoce como sobrecorriente y se presenta cuando existen fallas. (Vallejo, 2007) La finalidad de colocar un sistema de protecciones en un sistema de potencia se puede abreviar en los siguientes puntos:

- Proteger efectivamente al personal y los activos
- Minimizar el área de influencia de las fallas sobre la red
- Suministrar la energía de forma interrumpida, manteniendo resguardado al sistema en todo momento.
- Identificar condiciones de falla. (Paz y Pumayali, 2018)

Es esencial en una red de distribución disponer de protecciones, para que cuando se presentan fallas permanentes estas puedan ser aisladas en segmentos de red con la finalidad de no perjudicar a la totalidad de usuarios del alimentador principal. También ayudan a minimizar el número de fallas permanentes, aislando las ramificaciones con inconvenientes temporales que

luego podrían provocar una falla permanente, además, minimizan el tiempo de reacción al ubicar el lugar donde ocurren las fallas. (Morales Mazariegos, 2005)

Figura 5. **Ramales en circuito de distribución**



Fuente: Morales (2005), *Elementos básicos de protección de sistemas de potencia*.

Ahora bien, estas funciones responden a una coordinación en donde cada elemento tiene valores específicos para actuar según su posición a lo largo de los circuitos de alimentación. Sin embargo, la coordinación de protecciones se ve comprometida con las conexiones de generadores distribuidos a los distintos alimentadores de la red, debido que las corrientes de cortocircuito se modifican por la inyección de flujo, y esto provoca que los elementos a lo largo de la red pierdan su selectividad y velocidad de disparo, es decir pierdan sus propiedades de diseño. (Tuta y Hincapié, 2011).

1.3.2.1. **Reconectores**

Un reconector Nakashima (2020) lo define como: “equipo de seccionamiento autocontrolado, cuya característica principal es interrumpir sobre corrientes de fallas transitorias y permanentes utilizando recierres rápidos y lentos de acuerdo con las curvas de protección definidas, con la funcionalidad de

coordinar protecciones ubicados en el mismo circuito” (p.39). Y es pues, uno de los dispositivos mayormente utilizados en los ramales principales y en las salidas de los alimentadores de las subestaciones por su gran capacidad de identificación de fallas temporales. Cabe resaltar que, estos dispositivos pueden operarse forma local y remota, abriendo interruptores tripolares por medio de varias tecnologías para la extinción del arco eléctrico.

Es preciso reiterar que las topologías de las redes de distribución suelen tener la disposición de ser circuitos mallados, sin embargo, la naturaleza de la operación fuerza a tener circuitos radiales, haciendo que la coordinación de protecciones debe de realizarse en cascada.

Teniendo dispositivos protectores (cercanos a la alimentación) y dispositivos respaldo (siguientes al protector), donde el primero debe despejar la sobrecorriente antes que el respaldo lo haga, esto se detalla en la siguiente sección. Para la actuación de las protecciones se tomó tres intentos de recierre, teniendo cuatro disparos antes de un bloqueo. (Paz y Pumayali, 2018) Entiéndase que, los recierres ocurren dentro de una red para liberar fallas temporales o bien para que dispositivos aguas abajo puedan aislar las mismas y una operación o bloqueo de disparo, ocurre para fallas permanentes.

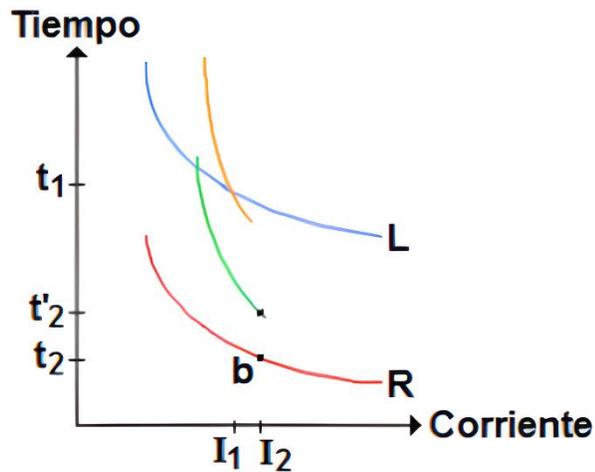
Figura 6. **Reconector de línea**



Fuente: Nakashima, A. N (2020), *Automatismos de redes de distribución*.

Naturalmente se tiene el reconector y aguas abajo la configuración del fusible, como se ve la figura anterior. Este reconector se programa para realizar operaciones rápidas y lentas para liberar fallas temporales antes que lo hagan los fusibles. Para la representación de esto se presenta la gráfica corriente-tiempo, donde los puntos I1 e I2 son los tiempos de operación del fusible (eje corriente) y donde las líneas L y R son las curvas de operación del reconector, tanto para curvas lentas y rápidas respectivamente. (Tuta e Hincapié, 2011)

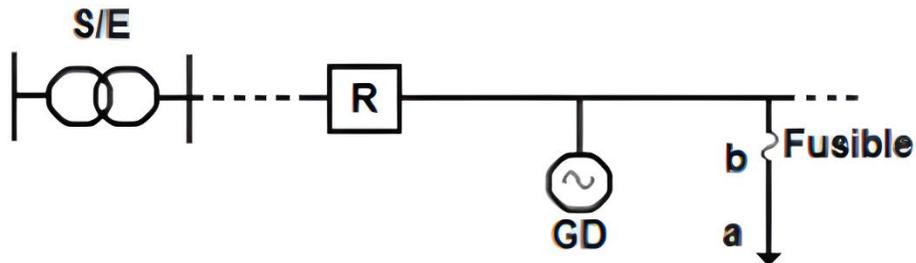
Figura 7. Coordinación de protección reconectador y fusible



Fuente: Tuta e Hincapié (2011), *Coordinación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida*.

Como se observa en la figura 7, dada una falla con valor de corriente este entre I_1 e I_2 el sistema deberá de reaccionar ante una falla temporal: el restaurador actuará por la corriente de cortocircuito, abriendo la alimentación y librando la falla, evitando que el fusible se funda, es decir que opere. Ahora bien, si la falla es permanente el reconectador aplicará su curva rápida, pero al no liberar la falla y antes que vuelva a desconectarse nuevamente el dispositivo, el fusible a través de su fundición libera la falla permanente y seccionando así el ramal principal o troncal. (Morales, 2005)

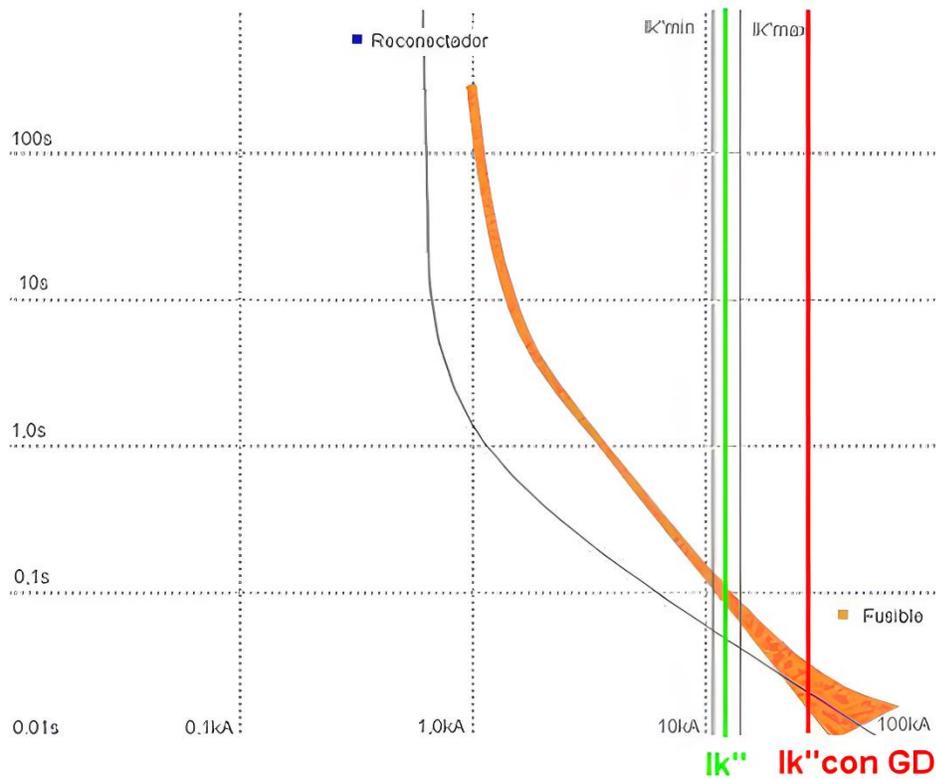
Figura 8. **Sistema de distribución con generación distribuida**



Fuente: Tuta e Hincapié (2011), *Coordinación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida*.

Teniendo ahora en cuenta la generación distribuida conectada en la red, el flujo de potencia no será como normalmente se espera en una red con configuración radial, y afectará a la coordinación del sistema de protecciones, siendo esto indeseable para la operación del sistema. Se muestra en la siguiente imagen dos escenarios de corriente de falla con y sin generación distribuida. (Tuta e Hincapié, 2011) Teniendo la corriente de falla con generación distribuida antes de las actuaciones de las protecciones de los fusibles. Por lo tanto, deben ser considerados los ajustes necesarios a la coordinación de protecciones del sistema que albergue la generación distribuida.

Figura 9. **Ubicación de la corriente I_k con generación distribuida**



Fuente: Tuta e Hincapié (2011), *Coordinación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida*.

1.3.3. Dispositivos de seccionamiento

Las distribuidoras generalmente construyen la red de distribución de forma radial, con puntos normalmente abiertos a los extremos en caso de ser necesario transferir la carga hacia alimentadores vecinos.

La mayor parte del tiempo en una interrupción permanente es utilizada para realizar el mantenimiento correctivo, y según sea la topología del circuito

podrá afectarse solo una parte de los usuarios alimentados por este, por lo que la operación correcta de los seccionamientos dentro de la red no disminuirá los tiempos de reparación, pero sí podrán afectarse menos clientes, ya que, si se operan dentro del margen del tiempo, no será considerado del tipo de larga duración. (Sumper, *et al.*, 2005)

1.3.3.1. Cuchilla seccionadora

Este tipo de elementos son colocados a lo largo de los circuitos de la red de media tensión con el fin principal de seccionar fragmentos de red, localmente, para aislar las fallas permanentes que reconozca el reconectador o el personal en campo. Estas pueden ser utilizadas con carga, utilizando dispositivos adicionales a las pértigas, pero generalmente son utilizadas para aislar la falla en la red y poder recuperar la carga mediante otro alimentador, es importante mencionar que son únicamente operables de forma local, es decir, por el personal que atiende las emergencias.

Figura 10. Cuchillas seccionadoras



Fuente: [Fotografía de Pacifico Us]. (Itzapa, Chimaltenango. 2021). Colección particular.
Guatemala.

1.3.3.2. Seccionador automatizado

“El seccionador consiste en un tanque cerrado en el cual se alojan las manivelas de operación de los accesorios de protección y operación” (Nakashima, 2020) Además, el dispositivo consta de comunicación a distancia para poder abrir o cerrar el circuito de forma sencilla, además puede ser utilizado de forma local por personal en campo. Existe de varios tipos, dependerá mucho de como mitiguen el arco eléctrico, entre estos están: en vacío, en gas SF-6 o de aire.

Figura 11. **Seccionador automatizado**



Fuente: [Fotografía de Pacifico Us]. (Sumpango, Sacatepéquez. 2021). Colección particular.
Guatemala.

1.4. Interrupciones en redes de distribución

Para una red de distribución debe de satisfacer requerimientos, como los menciona Benites (2007) cuantitativamente, debe entregar las magnitudes de potencia y energía definidas mediante leyes, acuerdos o contratos celebrados. Cualitativamente, debe entregar la energía sujeta a limitaciones en cuanto a las variaciones de tensión y frecuencia dentro de límites permisibles.

El abastecimiento constante del servicio eléctrico es esencial para toda distribuidora que, busca tener el mayor aprovechamiento de su infraestructura para con los clientes que estén conectados a ella.

Reducir el tiempo que están afectados los usuarios por interrupciones, es uno de los componentes más importantes para la calidad y disponibilidad, y existen varias formas para mejorar esta gestión, tales como:

- Aplicación en mayor medida de equipos de seccionamientos automatizados, de manera que cuando existan fallas permanentes o mantenimientos programados, se afecte lo menos posible.
- Aumentar las interconexiones entre alimentadores, normales abiertos, para poder recuperar las cargas si las alimentaciones principales llegasen a fallar.
- Utilizando los equipos instalados de manera óptima, y se consigue a través del mantenimiento regular y reparaciones oportunas. (Petleshkov y Yavor, 2019)

En esencia se tienen dos clasificaciones sobre el origen de las interrupciones en la distribución, están aquellas que son programadas por el personal para mejoras, cambio de configuraciones o todo tipo de trabajo que haya

sido planeado con anterioridad, y también están las que son producidas por fallas transitorias o permanentes, que producen una suspensión en el servicio prestado por la distribuidora.

1.4.1. Confiabilidad

También denominada fiabilidad, es la probabilidad que un elemento realice su tarea sin fallar bajo ciertas condiciones, incluso durante un cierto período de tiempo. Siendo un atributo fundamental para la operación segura de cualquier sistema tecnológico moderno. (Zio, 2009) Esta habilidad naturalmente debería ser una propiedad cualitativa, sin embargo, para la rama de ingeniería resulta más práctico el poder hacerlo de forma cuantitativa.

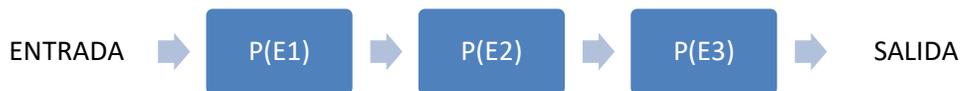
Ya sea por razones externas o internas de la red de distribución, existen fallas en el funcionamiento de esta, lo que provoca la desconexión de uno o varios usuarios del sistema. Esto impacta de manera directa en la calidad de servicio, medibles a través de variables o parámetros, entre los más populares se encuentran: tasa de falla, tiempo de reparación, energía no suministrada, carga promedio desconectado y tiempo anual de desconexión esperado. (Gil y Choy, 2010)

Como bien se sabe la red de cada circuito de distribución, como en transporte, no es de la misma longitud o configuración, esto por condiciones geográficas o de carga. Por lo cual cada configuración representa un grado de confiabilidad.

1.4.1.1. Conexión en serie

Se consideran que n elementos de un sistema están conectados en serie de acuerdo con la confiabilidad, si la falla de todo el sistema es provocada por la falla aislada de algún elemento. (Arriagada, 1994) Se presenta a continuación la gráfica representativa de probabilidad de confiabilidad para una conexión en serie con un sistema de 3 elementos, teniendo las probabilidades de falla para cada elemento en donde el estado del sistema depende de todos los valores independientes.

Figura 12. Probabilidad de conexión en serie



Fuente: elaboración propia.

También se presenta la ecuación de probabilidad del sistema de la gráfica anterior, haciendo una analogía a una compuerta and, ya que se tendrá una salida en buen estado únicamente al tener todas las variables sanas.

$$P(\text{Sistema}) = P(E1) * P(E2) * P(E3) \text{ (Ec. 11)}$$

Donde:

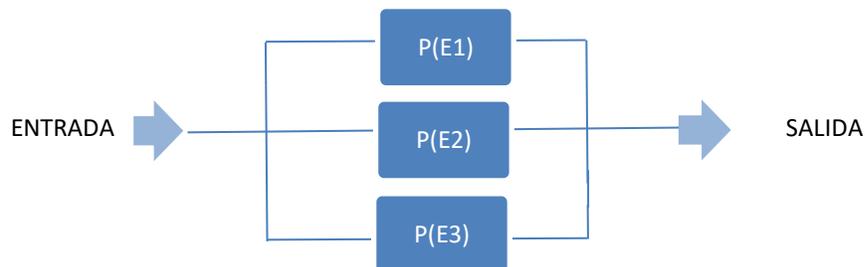
- $P(\text{sistema})$: Probabilidad del sistema
- $P(E1)$ Probabilidad de Elemento 1
- $P(E2)$ Probabilidad de Elemento 2
- $P(E3)$ Probabilidad de Elemento 3

1.4.1.2. Conexión en paralelo

Respecto con la confiabilidad operativa, se consideran n elementos del sistema están conectados en paralelo, si la falla de un elemento no provoca la caída del funcionamiento del sistema, en otras palabras, que continúa con su funcionamiento normal. Siendo un sistema estructuralmente redundante. (Arriagada, 1994)

En la gráfica siguiente se muestra la representación de las probabilidades de un sistema en paralelo de tres elementos, manteniendo estable el sistema si falla cualquier elemento.

Figura 13. Probabilidad de conexión en paralelo



Fuente: elaboración propia.

Del mismo modo, como la conexión serie, se presenta la ecuación de probabilidad del sistema. Observando una compuerta lógica or, en donde únicamente es necesario tener una señal sana para una salida en buen estado.

$$P(\text{Sistema}) = 1 - [(1 - P(E1)) * (1 - P(E2)) * (1 - P(E3))] \text{ (Ec. 12)}$$

Donde:

- $P(\text{sistema})$: Probabilidad del sistema
- $P(E1)$ Probabilidad de Elemento 1
- $P(E2)$ Probabilidad de Elemento 2
- $P(E3)$ Probabilidad de Elemento 3

1.4.2. Tipos de fallas

La interrupción del suministro eléctrico no planificado en una red eléctrica, en un nivel de tensión específico, se considera como una falla. Los sistemas eléctricos de potencia experimentan condiciones de falla, las cuales son identificadas y aisladas por los sistemas de protección debidamente coordinados. (Paucar y Huarhua, 2018)

Los mencionados ya sistemas de protección deben de poder ser capaces de discriminar el tipo de fallas para poder seccionar el segmento de red afectado. En su gran mayoría las fallas se pueden distinguir por su naturaleza:

- Aislamiento: aislamiento envejecido, contaminado o defectuoso de fabricación
- Eléctrico: sobretensiones, maniobras monofásicas o descargas atmosféricas
- Térmico: puntos de unión con flojedad, falla de enfriamiento o sobrecorriente
- Mecánica: impactos de terceros, viento, sismos o esfuerzos por sobrecorriente (Rodríguez, 2017)

1.4.2.1. Fallas transitorias

Las fallas de tipo transitorias son aquellas que ocurren cuando existe una pérdida momentánea de aislamiento en los activos de una red eléctrica, en

coordinación de los sistemas de protección los cuales actúan desenergizando el área en un periodo corto de tiempo. Pudiendo mantener así, el suministro de energía de una forma casi interrumpida.

1.4.2.2. Fallas permanentes

El tipo de incidencias o fallas permanentes son aquellas en las cuales se pierde el aislamiento en los dispositivos o elementos en una red eléctrica, a pesar de la correcta actuación de los sistemas de protección. Produciendo una respuesta obligatoria al mantenimiento correctivo antes de la energización del segmento de red afectado.

1.4.3. Tiempo de atención de fallas

La localización en sistemas de distribución es problemática, por la complejidad debida a la presencia de conductores no homogéneos, cargas intermedias, laterales y desbalance del sistema y de la carga. (Gómez, Peña, y Hernández, 2012) En esto también influye la larga extensión de las líneas de distribución que trascienden a lo largo del territorio de concesión, en donde en ocasiones es bastante irregular para una revisión, ya lo que incluso se le puede llegar a sumar la dificultad que producen las malas condiciones meteorológicas.

El tiempo de duración de la intervención es la suma de tiempos individuales que ocurren desde el momento que se produce una falla y los equipos que intervienen.

- Tiempo de conocimiento (T_c): es el tiempo en que el centro de control de la distribuidora tiene el conocimiento de falla, por alarmas, personal en campo o por reportes de cliente.

- Tiempo de localización (Tl): considerando los ensayos utilizados para los alimentadores y en la movilización hacia el punto de la falla, se considera el tiempo utilizado para esto.
- Tiempo de maniobra o transferencia (Tt): el tiempo necesario para aislar la falla y transferir parte de la carga cuando es posible
- Tiempo de reparación (Tr): es el tiempo empleado que se utiliza en las reparaciones que se realizan para reparaciones o cambio de activos que sean necesarios.
- Tiempo de normalización (Tv): Después de realizadas las reparaciones se debe de reconfigurar los alimentadores afectados por la falla presentada. (Baeza, Rodriguez y Hernández, 2003)

1.4.4. Mantenimientos

“Acción eficaz para mejorar aspectos operativos relevantes de un sistema o establecimiento tales como funcionalidad, seguridad, productividad, (...). El mantenimiento debe ser tanto periódico como permanente, preventivo y correctivo” (Ordoñez y Nieto, 2010, p.12). A continuación se presentan tres tipos de mantenimiento que se utilizan en la mayoría de áreas de la industria y que también aplican para redes de distribución de energía eléctrica.

1.4.4.1. Mantenimiento correctivo

Es el tipo de mantenimiento más antiguo, es más, en la industria se utilizaba antes de que se desarrollará el concepto como tal de mantenimiento. Y es que es básicamente realizar reparaciones en las averías y fallas cuando estas se presentan. La característica más obvia de cuando se debe hacer este mantenimiento es cuando se detiene la producción a causa del equipo o activo con daño. (Villanueva, 2017)

Para las redes de distribución son todas las interrupciones producidas por las fallas permanentes, las cuales son producidas por errores de algún dispositivo específico en la red, daños de terceros o bien por causas de fuerza mayor. Cualquiera que haya sido la causa, las reparaciones que se realizan luego de una falla franca en la red se identifica como mantenimiento correctivo, por lo que, como parte de las medidas mínimas de atención que una distribuidora debe tener, se encuentran: contar con disponibilidad de personal adecuadamente equipado para atender este tipo de mantenimientos, así como disponer de un amplio *stock* de materiales para una rápida atención.

1.4.4.2. Mantenimiento preventivo

La aplicación para del mantenimiento preventivo tiene como fin aumentar la confiabilidad y disponibilidad de un equipo, que mediante el desarrollo de un grupo de tareas planificadas y sistematizadas durante un periodo de tiempo definido evitan que se llegue al mantenimiento correctivo, es decir que el equipo presente un fallo. Y es pues, mediante pequeñas revisiones rutinarias, remplazos de piezas o bien de reparaciones programadas que se logra afectar lo menos posible a las tareas que desarrollan un equipo en particular. (Villanueva, 2017)

Como lo indica Sumper, *et al.*, (2005) la reducción de la frecuencia de las interrupciones se puede conseguir a través del aumento de la fiabilidad del sistema y sus componentes. Esto dentro de una distribuidora, y específicamente en la red de esta se logra a través de constantes revisiones que se realizan para identificar puntos contaminados de vegetación, puntos calientes, herrajes levemente dañados, postes con daños leves, aisladores flameados, transformadores sobrecargados, y demás activos que comprometan la entrega continua del servicio de una forma no crítica que pueden ser remplazados de

forma fácil y durante mantenimientos programados, que disminuya el tiempo de corte de suministro de energía a los usuarios.

1.4.4.3. Mantenimiento predictivo

Consiste en el análisis de parámetros de funcionamiento cuya evolución permite detectar un fallo antes de que este tenga consecuencias más graves. (Ordoñez y Nieto, 2010) Este tipo de mantenimiento es el empleado para pronosticar el punto del activo o proceso de la línea de producción en donde se producirá la falla, que por medio de una planificación adecuada se pueda minimizar el tiempo de interrupción o incluso aprovechando mantenimientos de rutina.

La técnica que se aplica, al igual que en el mantenimiento predictivo, es el hecho de que la mayoría de las partes de un sistema brinda un aviso previo a su falla. Para percibir estos avisos del sistema se necesitan pruebas no destructivas previas para tener un valor de comparación. (Villanueva, 2017). Para mantener una inspección de los varios kilómetros de línea, en ocasiones se instalan medidores o equipos analizadores de calidad que permiten identificar puntos de mejoras en la red o identificación de potentes fallas, esto con apoyo de los datos y su análisis.

1.4.5. Análisis del sistema

En ingeniería la toma de decisiones es esencial para las direcciones de varios proyectos, ya que al presentarse situaciones críticas el poder elegir correctamente marca una gran diferencia. Por lo que, realizar una evaluación debe de ser con un enfoque objetivo, teniendo una clasificación de medición externa. (Pascual, Del Castillo, Louit, y Knights, 2009) Para las empresas

distribuidoras es importante minimizar el tiempo de las interrupciones que producen pérdidas en el suministro de sus clientes, y esto se logra entendiendo las características principales de la red y de los componentes, para que en situaciones de contingencia se puedan trabajar las reparaciones de mejor forma.

La red ante la presencia de una falla hace que los elementos, del área afectada, trabajen de forma inadecuada según las especificaciones de diseño. Para el análisis del sistema se debe considerar la criticidad de los elementos que componen el sistema, que, para el presente caso de estudio, es la red de distribución eléctrica de media tensión. El delimitar la criticidad de un equipo o activo ayuda a establecer las prioridades en la toma de decisiones en los procesos involucrados al realizar mantenimientos. Ahora bien, el análisis de criticidad establece ordenes jerárquicos de los varios elementos de la red, y también pondera con una valoración numérica en función de una matriz que combina varios criterios que afectan a la entrega del suministro eléctrico, como ejemplo se muestra la figura 13. (Villanueva, 2017)

Tabla XI. **Matriz de criticidad**

MATRIZ DE CRITICIDAD

FRECUENCIA	4	MC	MC	C	C	C
	3	MC	MC	MC	C	C
	2	NC	NC	MC	C	C
	1	NC	NC	NC	MC	C
		10	20	30	40	50
		CONSECUENCIA				

Fuente: Villanueva (2017), *Gestión de mantenimiento basado en la confiabilidad de las redes del sub sistema de distribución eléctrico 22.9/13.2 KV de San Gabán-Ollachea.*

La matriz descrita en la tabla XI, será la guía para aplicar parcialmente en la evaluación de la frecuencia del tipo de falla que se presentan en la red de media tensión, y también en el impacto operacional que tienen dichas fallas, es decir, si interrumpe completamente el flujo eléctrico entre generador y alimentador del distribuidor.

2. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

El presente capítulo de la investigación presenta la sinopsis del marco metodológico de la investigación, con el fin de brindar al lector una idea del proceso de la recolección de datos.

2.1. Características del estudio

El enfoque que se tuvo en el desarrollo de la investigación fue de tipo cuantitativo, ya que atendió la medición de tiempos promedios de interrupciones en una red eléctrica de distribución para determinar el impacto que estas tienen sobre el despacho económico de un generador distribuido renovable, que cuente con oferta firme eficiente.

El alcance del estudio fue descriptivo, exponiendo el fenómeno que existe en la relación entre generador distribuido renovable y la red de distribución, de un proceso que se da intrínsecamente por estar conectados. Cabe mencionar que no se comprobó una hipótesis.

Se tomó un diseño de investigación no experimental, puesto que se tuvo la recolección de datos para describir el comportamiento de las fallas que suceden en la red de media tensión con el tiempo de conexión del generador distribuido a través de la disponibilidad que este tiene ante el mercado.

2.2. Unidades de análisis

Los datos recolectados utilizados como población en este estudio, fue una red eléctrica de distribución que brinda el suministro en los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla, en donde existen generadores distribuidos conectados, de la cual se identificaron los tipos de falla que suceden en la red con sus respectivos tiempos promedios de duración, desde que se interrumpe la conexión hasta dejar la red en configuración normal.

2.3. Variables

Se presenta a continuación que variables fueron observables en la investigación desarrollada. Teniendo la clasificación y definición de estas.

Tabla XII. **Clasificación de variables**

Variable	Propiedad	Clasificación	Nivel de medición
Frecuencia de fallas	Numérica Continua	Observable	Razón
Cantidad de personal	Numérica Discreta	Observable	Razón
Cantidad de material	Numérica Discreta	Observable	Razón
Criticidad de fallas	Catógórica Policotómica	Manipulable	Ordinal
Tiempo de interrupción	Numérica Continua	Observable	Razón
Coeficiente de disponibilidad	Numérica Continua	Observable	Razón

Fuente: elaboración propia.

Tabla XIII. **Definición teórica y operativa de variables**

Variable	Definición teórica	Definición operativa
Frecuencia de fallas	Cantidad de veces que un tipo de falla se presenta en una red de media tensión en cierto periodo de tiempo.	Se obtiene mediante la recolección de datos de la investigación. Con un periodo de tiempo de siete días.
Cantidad de personal	Cantidad de personal que es necesario para realizar reparaciones de un tipo de falla en la red de distribución	Se obtiene mediante la recolección de datos de la investigación. Midiéndose en número de personas.
Cantidad de material	Cantidad de material que es necesario para realizar reparaciones de un tipo de falla en la red de distribución	Se obtiene mediante la recolección de datos de la investigación. Midiéndose en número de materiales.
Criticidad de fallas	Criticidad de la falla depende del trabajo empleado a realizar para restablecer a configuración normal la red.	Se obtiene mediante la conjunción de datos de la investigación. Al carecer de unidad de medición, se utilizará una escala de 3 niveles para determinar la criticidad de las fallas en la red. (No crítico, medio crítico y no crítico)
Tiempo de interrupción	Tiempo en que no se ejecuta la conexión entre generador distribuido y distribuidor.	Se obtiene mediante la recolección de datos de la investigación. Se medirá en horas, dando inicio desde que se da a conocer la falla hasta que se reconfigura la red a su estado normal.
Coeficiente de disponibilidad	Coeficiente de disponibilidad de la generadora.	Se obtiene mediante cálculos con los valores de datos recolectados. Esta variable es adimensional al ser un coeficiente

Fuente: elaboración propia.

2.4. Fases del estudio

Se detallan a continuación, las fases que fueron aplicadas en la investigación del presente trabajo.

2.4.1. Fase 1: exploración bibliográfica

En esta primera etapa se procedió a consultar fuentes bibliográficas relacionadas con el tema para tener un pilar de conocimiento y poder así abordar la investigación de mejor manera. Se tuvieron básicamente tres pilares principales que se fundamentan en la red de distribución eléctrica, la generación distribuida y las transacciones que celebren estos generadores en el mercado eléctrico guatemalteco. Haciendo un énfasis en la naturaleza de las redes de distribución como también la intervención de los mantenimientos en estas.

Teniendo presente la base, la información previamente descrita se podrá desarrollar de mejor manera la declaración de variables y la manipulación de esta metodología.

2.4.2. Fase 2: determinación de criticidad

En esta segunda fase, se tuvo acceso al historial de fallas de una distribuidora de dos años, una muestra intencional. En dicho historial se tienen grupos de datos como causa, tiempo de duración, personal empleado, material utilizado, entre otros. En estos grupos se pudieron identificar las causas principales que provocan las interrupciones, teniendo en consideración la frecuencia en que estas se presentan, además, considerando el impacto que tienen estas en la entrega del suministro eléctrico, tal y como se presentan en la

sección 1.4.4. del presente. Por medio de la matriz de criticidad para poder conseguir los tipos de fallas más relevantes que afectan en la red de distribución.

Para la recolección de frecuencia de los tipos de fallas, se tomó un periodo de evaluación de siete días, es decir, el número de veces que se produce la falla cada semana, y tener así un listado de fallas con el número de interrupciones promedio de las 104 semanas de evaluación.

Ahora bien, para el impacto de las interrupciones fue también necesario obtener la cantidad promedio de personal y material empleado para realizar cada una de las reparaciones, estos datos fueron listados según el tipo de falla.

Tabla XIV. Criterios número de personal en reparaciones

No	Criterio	Impacto
1	1-2 personas	5
2	3-4 personas	10
3	5-6 personas	15
4	8 personas o más	20

Fuente: elaboración propia.

Tabla XV. Criterios de cantidad de material en reparaciones

No	Criterio	Impacto
1	0 - 10 materiales	5
2	10 - 20 materiales	10
3	20 - 30 materiales	15
4	30 - 40 materiales	20

Fuente: elaboración propia.

Tabla XVI. **Datos fase 2**

No	Tipo de Falla	Frecuencia	Cant. Personal	Cant. Material
1				
2				
3				
...				

Fuente: elaboración propia.

De modo que teniendo los tres grupos de datos se organizaron para poder así, a través del software Microsoft Excel, aplicar la matriz de criticidad para tener un número en la escala de medición en donde, se tienen los niveles de: (1) no crítico, (2) medio crítico y (3) crítico. Esto permitió obtener finalmente, diez tipos de causas de fallas de mayor criticidad, considerando obviamente el orden de crítico a no crítico. En función de esto se encontró que, para tener una distinción más clara de los eventos se tuvo que ampliar esta matriz en el eje de las frecuencias, sin embargo, la estructura de la matriz se mantuvo igual.

Tabla XVII. **Matriz de criticidad aplicada**

		Impacto							
		5	10	15	20	25	30	35	40
Frecuencia	5	Critico							
	4	Medio Critico	Critico	Critico	Critico	Critico	Critico	Critico	Critico
	3	Medio Critico	Medio Critico	Medio Critico	Critico	Critico	Critico	Critico	Critico
	2	No Critico	Medio Critico	Medio Critico	Medio Critico	Medio Critico	Medio Critico	Medio Critico	Critico
	1	No Critico	Medio Critico	Medio Critico	Medio Critico				
	0	No Critico							

Fuente: elaboración propia, basada en Cornejo (2017). *Gestión de mantenimiento basado en la confiabilidad de las redes del sub sistema de distribución eléctrico 22.9/13.2 KV de San Gabán-Ollachea.*

2.4.3. Fase 3: tiempos promedios

Luego, la tercera etapa se centró en la duración de los diez distintos tipos de fallas que se definen en la fase anterior. Teniendo estos tipos de fallas que representan mayor criticidad, se procedió a obtener un promedio de los tiempos de duración de cada una de las causas.

Cabe mencionar que, se tomó el conteo de horas de una falla específica a partir de cuando se suspende el suministro y se termina de contabilizar cuando se normaliza el segmento de red afectada, y específicamente, la conexión entre generador distribuido y la red de distribución. Los tiempos de indisponibilidad se recabaron de forma acumulativa semanalmente, es decir, se obtuvo un tiempo promedio por semana de la interrupción de conexión, ya que para la matriz de criticidad de las fallas se tomó en cuenta la frecuencia en que se presentan estas con un periodo de siete días y también fue útil para el análisis de la siguiente fase. Estos datos se trabajaron con datos históricos de fallas de los últimos dos años de las interrupciones de la red de distribución y se almacenaron en un formato.

2.4.4. Fase 4: vinculación de la información

El desarrollo de las fases anteriores dio como resultado una tabla de vinculación, entre los tipos de fallas de mayor criticidad que se determinaron en la segunda fase y los tiempos promedios que se desarrollan en la tercera fase.

Tabla XVIII. Datos fase 3

No	Tipo de falla	Nivel de Criticidad	Tiempo de duración de falla
1			
2			
3			
..			

Fuente: elaboración propia.

Para definir un tiempo total de evaluación, se usó una estimación aproximada en la que un año se compone de 52 semanas, siendo utilizado en la tercera fase para determinar el tiempo promedio por cada tipo de falla. Este tiempo acumulado es el tiempo de indisponibilidad que experimenta el generador debido a los inconvenientes que se presentan en la distribución.

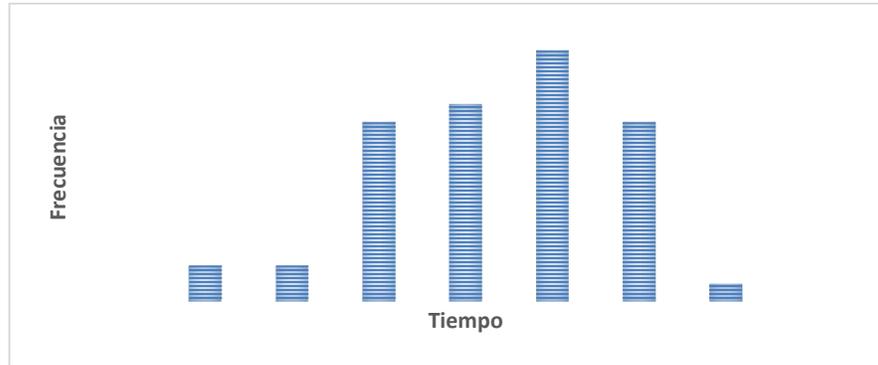
Tabla XIX. Datos fase 4

No	Tipo de Falla	Tiempo total falla	Frecuencia	Coficiente'
1				
2				
3				
...				

Fuente: elaboración propia.

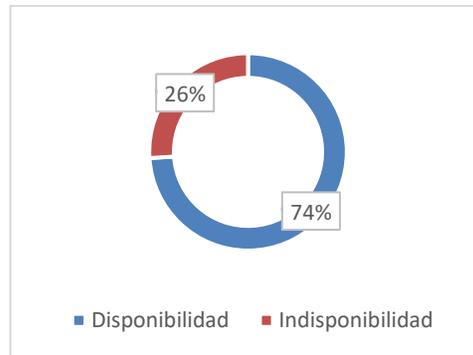
La sumatoria de tiempo por año de cada tipo de falla resulta útil junto con los datos de la fase dos y el listado de frecuencia para poder generar un histograma de las características. También se definieron los coeficientes de disponibilidad para cada rubro, manteniendo constantes el tiempo de mantenimiento y mediante el apoyo visual de gráficos, es posible apreciar los datos de manera porcentual.

Figura 14. **Histograma de fase 3**



Fuente: elaboración propia.

Figura 15. **Disponibilidad por tipo de falla**



Fuente: elaboración propia.

2.5. Técnicas de análisis de información

Para el tratamiento de los datos que se recolectaron los datos históricos de una empresa distribidora de energía en los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla durante los años 2020 y 2021, y se utilizaron técnicas estadísticas descriptivas, las cuales se mencionan a continuación en esta sección.

En principio se tuvo la recolección de los tres grupos básicos de datos; la frecuencia de las fallas, cantidad de material empleado y cantidad de personal utilizado por cada tipo de falla teniendo un análisis univariado por cada grupo de estos datos. Se obtuvo pues la media de los datos como la calidad de estos, es decir, se calculó la desviación estándar de estos. Para mostrar la constancia de la eventualidad de las principales causas se elaboran histogramas.

Seguidamente, para la determinación de la criticidad de los tipos de falla se utilizó un análisis trivariado utilizando la matriz de criticidad con los parámetros establecidos en la sección 2.4.2., la cual arroja un listado definitivo con los tipos de falla con mayor criticidad. Al tener las diez principales causas más críticas se aplicó un análisis univariado para la obtención de los tiempos promedios de duración de interrupción que se producen la red de media de tensión del estudio.

Por último, para la presentación de los cálculos del coeficiente de disponibilidad de la red al generador distribuido renovable, por tipo de falla que se presenta en la red, se realizó un análisis bivariado para conocer en qué porcentaje afectan las interrupciones a la disponibilidad del generador y por consiguiente al despacho de este en el mercado con apoyo del coeficiente. Lo anterior se respalda gráficamente, por tipo de falla, mediante una gráfica de la naturaleza.

3. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

El apartado siguiente presenta los frutos del desarrollo de la investigación en torno a las interrupciones producidas en una red de distribución.

3.1. Tipos de falla con mayor criticidad

Como bien se detalló en la sección de determinación de criticidad, con la ayuda de una matriz de criticidad, al listado de eventos de interrupciones que se desarrollaron en la red de distribuidora durante dos años. En la recopilación de la información, se obtuvieron un total de 9582 eventos.

En esta etapa se tuvo que, en primera instancia, realizar una revisión de los eventos registrados por el centro de operación, en donde únicamente 9252 registros contaban con datos fehacientes para el desarrollo del estudio. Siendo el resto aquellos que no contaban con la información requerida como fechas de inicio y fin para el restablecimiento de la red, así como también el código de identificación para asociar la cantidad de personal y material de cada hecho.

Al contar con la mayoría de los códigos se pudo obtener la media de la cantidad de personal y material utilizados para cada tipo de interrupción en la red, que a su vez permitió aplicar los criterios expuestos en otro apartado de este trabajo. Dando como resultado un impacto total que será utilizado posteriormente en la matriz de criticidad. Para la identificación de la frecuencia por tipo de fallas, se separaron la cantidad de eventos de los dos años de estudio, con un periodo de siete días para cada tipo de falla en la red de distribución. Se tiene que la

semana 80 fue el lapso con mayor número de interrupciones en el suministro y la semana 11 con menor número.

Teniendo las variables necesarias para una ponderación de criticidad, siendo estas las variables de personal, material y frecuencia, se aplicó la matriz (matriz) a los promedios de los materiales, personal y a la frecuencia acumulada de la reincidencia de tipo de falla. En esta etapa se pudo identificar cuatro tipos de falla de nivel crítico (1) y tres tipos de falla de nivel medio crítico (2). Para poder completar la selección de los otros tres tipos de falla dentro del resto que arrojaron un nivel no crítico (3), se utilizó el impacto total de la falla como variable decisiva tomando de forma individual la cantidad del personal y el material.

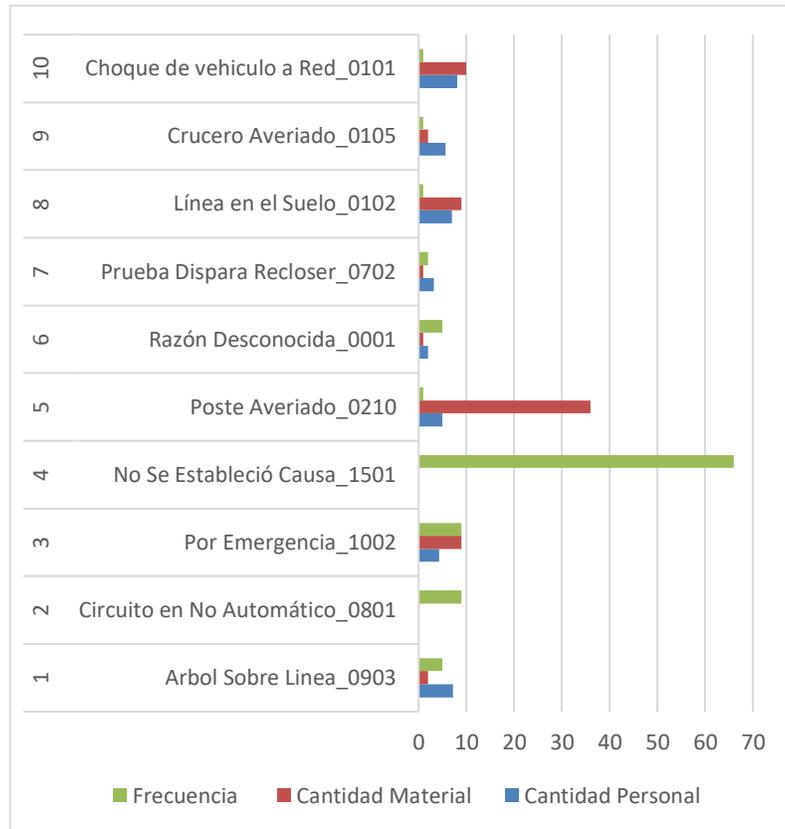
Se presentan en la siguiente tabla los diez tipos de fallas producidos en la red de distribución que representan mayor criticidad, en donde se detalla también la descripción de las variables utilizadas para llegar a tal criticidad. Y se tiene también el apoyo visual, en donde se plasman los datos para poder tener un panorama por causa de las variables mencionadas.

Tabla XX. Tipo de fallas con mayor criticidad

No.	Tipo de Falla	Cantidad Personal	Cantidad Material	Frecuencia
1	Árbol Sobre Línea_0903	7	2	5
2	Circuito en No Automático_0801	0	0	9
3	Por Emergencia_1002	4	9	9
4	No Se Estableció Causa_1501	0	0	66
5	Poste Averiado_0210	5	36	1
6	Razón Desconocida_0001	2	1	5
7	Prueba Dispara Recloser_0702	3	1	2
8	Línea en el Suelo_0102	7	9	1
9	Crucero Averiado_0105	6	2	1
10	Choque de vehículo a Red_0101	8	10	1

Fuente: elaboración propia.

Figura 16. Tipo de fallas con mayor criticidad



Fuente: elaboración propia.

3.2. Tiempos promedios por tipos de falla

Teniendo los datos (tipo de falla con mayor criticidad), se procedió a obtener un tiempo promedio de interrupción semanalmente por cada tipo de estos eventos, que afectan la red de distribución, (tiempos promedios por tipo de falla).

Tabla XXI. Tiempos promedios por tipo de falla

No.	Tipo de Falla	Tiempo promedio [h/m/s]	Nivel de Criticidad
1	Árbol Sobre Línea_0903	16:17:12	Critico
2	Circuito en No Automático_0801	22:32:18	Critico
3	Por Emergencia_1002	09:53:53	Critico
4	No Se Estableció Causa_1501	15:56:27	Critico
5	Poste Averiado_0210	14:24:18	Medio Critico
6	Razón Desconocida_0001	20:27:32	Medio Critico
7	Prueba Dispara Recloser_0702	17:52:05	Medio Critico
8	Línea en el Suelo_0102	16:09:36	No Critico
9	Crucero Averiado_0105	03:00:02	No Critico
10	Choque de vehículo a Red_0101	12:50:34	No Critico

Fuente: elaboración propia.

Como se mencionó con anterioridad el tiempo que fue tomado para un registro de interrupción, cuando se suspende el suministro eléctrico en un circuito hasta cuando se restablece la configuración del propio circuito y específicamente la conexión del generador y la distribuidora.

Se procedió de forma similar a la frecuencia de fallas, agrupando por semanas los tipos de interrupciones para obtener un promedio semanal de duración por cada tipo, y así obtener un tiempo promedio de duración por tipo de falla de todas las semanas durante los dos años.

3.3. Vinculación de las fallas con la disponibilidad del generador distribuido renovable

Luego de obtener los datos principales de los datos recabados de todos los eventos de la distribuidora por dos años, se realizó un resumen en forma de tabla, que se presenta a continuación. Agregando el coeficiente de cada evento en el listado de tipos de fallas con mayor criticidad.

Tabla XXII. Resumen de datos

No.	Tipo de Falla	Frecuencia	Tiempo promedio [h/m/s]	Coeficiente
1	Árbol Sobre Línea_0903	5	16:17:12	0.10
2	Circuito en No Automático_0801	9	22:32:18	0.13
3	Por Emergencia_1002	9	09:53:53	0.06
4	No Se Estableció Causa_1501	66	15:56:27	0.09
5	Poste Averiado_0210	1	14:24:18	0.09
6	Razón Desconocida_0001	5	20:27:32	0.12
7	Prueba Dispara Recloser_0702	2	17:52:05	0.11
8	Línea en el Suelo_0102	1	16:09:36	0.10
9	Crucero Averiado_0105	1	03:00:02	0.02
10	Choque de vehículo a Red_0101	1	12:50:34	0.08

Fuente: elaboración propia.

Para obtener dicho coeficiente se tuvo la estimación del tiempo promedio semanal de 168 horas, esto con el fin de conocer de forma directa la indisponibilidad que tiene la red de distribución respecto a los tipos de falla. De

este mismo coeficiente se obtiene el porcentaje semanal de indisponibilidad de las mismas fallas el cual se presenta en la siguiente tabla.

Tabla XXIII. Indisponibilidad por tipo de fallas

No.	Tipo de Falla	Indisponibilidad
1	Árbol Sobre Línea_0903	9.69 %
2	Circuito en No Automático_0801	13.41 %
3	Por Emergencia_1002	5.88 %
4	No Se Estableció Causa_1501	9.48 %
5	Poste Averiado_0210	8.57 %
6	Razón Desconocida_0001	12.17 %
7	Prueba Dispara Recloser_0702	10.63 %
8	Línea en el Suelo_0102	9.61 %
9	Crucero Averiado_0105	1.79 %
10	Choque de vehículo a Red_0101	7.64 %

Fuente: elaboración propia.

Ahora bien, apoyándose de los datos iniciales se logra representar con las siguientes figuras el desarrollo de cada tipo de falla a lo largo de los dos años de estudio. Se tuvo que separar el año por trimestres para evaluar por temporadas climatológicas y poder tener un mejor panorama de los eventos a lo largo del tiempo evaluado. Esto en presentado entre los apéndices 1 al 10, teniendo las tablas descriptivas donde por tipo de falla se presentan los ocho trimestres evaluados, donde se puede observar que los trimestres con mayor número de interrupciones es el cuarto del año 2020 y también el tercero del 2021. Además, los histogramas y gráficas porcentuales de cada uno de los eventos se presentan también en el área de los apéndices, del 1 al 30 respectivamente. Sin embargo,

con el fin de simplificar los grupos de datos de frecuencia y tiempo de indisponibilidad acumulada por trimestres se presentan en las siguientes tablas.

Tabla XXIV. Cantidad de interrupciones por trimestre

Año	2020				2021			
	Trim.1	Trim.2	Trim.3	Trim.4	Trim.1	Trim.2	Trim.3	Trim.4
Poste Averiado_0210	1	0	0	3	1	0	1	1
Razón Desconocida_0001	87	89	91	41	21	13	17	2
Línea en el Suelo_0102	5	7	6	9	5	15	8	6
Crucero Averiado_0105	1	0	2	1	0	5	2	5
Choque de vehículo a Red_0101	11	4	9	7	7	11	9	15
Prueba Dispara Recloser_0702	20	40	27	17	10	2	12	10
Circuito en No Automático_0801	69	139	103	112	78	100	75	70
Por Emergencia_1002	108	105	86	87	82	101	93	131
No Se Estableció Causa_1501	549	735	718	742	629	924	1001	562
Árbol Sobre Línea_0603	57	70	48	28	14	60	58	36

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXV. Tiempo de interrupciones por trimestre

Tiempo promedio	2020				2021			
	Trim.1	Trim.2	Trim.3	Trim.4	Trim.1	Trim.2	Trim.3	Trim.4
Poste Averiado_0210	00:09:40	00:00:00	00:00:00	00:20:05	01:57:29	00:00:00	08:59:38	00:00:06
Razón Desconocida_0001	22:19:45	06:27:05	12:18:59	02:07:03	02:05:49	21:31:51	02:14:36	00:10:54
Línea en el Suelo_0102	00:11:46	01:57:48	01:11:10	02:21:42	01:04:21	16:25:34	00:46:43	02:08:54
Crucero Averiado_0105	00:24:34	00:00:00	00:07:19	00:00:05	00:26:17	00:56:45	00:28:47	00:45:02
Choque de vehículo a Red_0101	10:50:27	02:59:20	11:14:28	14:30:45	20:29:27	08:19:18	05:51:17	01:58:16
Prueba Dispara Recloser_0702	12:25:32	14:17:32	03:37:41	02:23:12	00:55:05	00:11:24	07:43:39	00:43:01
Circuito en No Automático_0801	11:06:10	20:17:39	09:25:51	08:52:36	00:14:54	10:04:47	00:05:17	00:01:54
Por Emergencia_1002	08:33:09	17:26:31	13:06:02	02:39:41	17:58:22	10:11:08	19:15:13	05:39:54
No Se Estableció Causa_1501	07:47:17	00:28:12	05:32:05	07:58:02	11:05:44	13:19:54	04:42:34	00:23:39
Árbol Sobre Línea_0603	10:05:37	20:56:56	12:26:15	00:40:18	00:00:00	03:52:16	00:17:34	00:00:00

Fuente: elaboración propia.

4. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

A continuación, se desarrolla el debate de cada una de las preguntas de investigación que se definieron al inicio, teniendo como base los resultados obtenidos.

4.1. **Identificación de las principales causas que afectan en las interrupciones de un circuito de distribución que cuente con generación distribuida**

Es una verdad que las redes de distribución sufren de más interrupciones debido a que la infraestructura se encuentra más cerca de los centros de carga, sumado a que suelen ser extensiones de conductor mucho más largas. También es de considerar los tipos de construcción que presenta esta red, es decir, los activos de estas tienen características distintas si se comparan con los establecidos en las redes de transmisión.

La distinción de las principales causas de interrupción en una red de distribución que cuenta con generación distribuida renovable se presenta en la tabla XIX. Siendo las causas catalogadas como nivel crítico, para la red de distribución en el territorio de estudio, los siguientes 4 tipos de fallas: árbol sobre la línea, circuito en no automático, por emergencia y no se estableció causa, debido a que estas causas necesitan más personal y material para las reparaciones, y además tienen la particularidad de ser más reincidentes en la red de distribución.

Ahora bien, en el nivel medio crítico se tienen 3 tipos de fallas: poste averiado, razón desconocida y prueba por recloser. Y para un nivel no crítico se tienen 3 tipos de fallas: línea en el suelo, crucero averiado y choque de vehículo a red. Para estas últimas 6 fallas, en los dos niveles de criticidad, oscilan en tener valores medianamente altos en alguno de los ejes de la matriz, si bien unas causas necesitan una atención de personal y material más amplia, otras únicamente son reincidentes y pueden ser atendidas por un centro de control de forma remota.

Esto fue llevado a cabo por medio de la aplicación de una matriz de criticidad a tres variables evaluadas en el desarrollo de la investigación (frecuencia de fallas, cantidad de personal y cantidad de material) obtenidas por medio de la recolección de datos en los registros históricos de la distribuidora. La frecuencia media fue desarrollada con un periodo de siete días, es decir una semana. Mientras que, la cantidad de material y personal fueron promediados únicamente por cada causa respecto al tiempo evaluado.

La matriz en mención, basada en Cornejo (2017), fue adecuada para evaluar la naturaleza de las interrupciones, puesto que arroja valores críticos cuando se tienen grandes magnitudes en los dos ejes de evaluación, o bien, se cuenta con una excesiva magnitud en uno de estos ejes.

4.2. Determinación del tiempo promedio de las causas principales que provocan las interrupciones en una red de distribución en la cual está conectado un GDR

Una empresa distribuidora de energía eléctrica tiene como fin prestar el suministro eléctrico con dos objetivos importantes, garantizar la calidad y la continuidad del servicio, las cuales se establecen en las normativas de la región.

Esta última además de depender exclusivamente de los mantenimientos de la empresa, se ven involucrados otros factores que atentan con la integridad de los activos que impactan de forma directa en los tiempos de afectación al suministro.

Para conocer los tiempos promedios de afectación por tipos de fallas se recurrió nuevamente a la base de datos de la distribuidora, los valores puntuales de las causas de mayor criticidad se muestran en la tabla titulada tiempos promedios por tipo de falla. Para lo cual, se tuvo que hacer la segmentación de los eventos transcurridos en las 104 semanas de evaluación, para luego obtener el tiempo promedio semanal de interrupción de conexión entre las partes interesadas. Se debe resaltar que, el orden de los valores de tiempo no corresponde directamente al listado de nivel de criticidad, o, dicho en otras palabras, el nivel de criticidad no es proporcional a los tiempos medios, debido a que estos no son una variable que se haya aplicado en la matriz de criticidad. Se tiene el formato de tiempo en horas, minutos y segundos puesto que la base de datos del distribuidor tiene la solidez para hacerlo.

También es importante señalar que en la tabla titulada cantidad de interrupciones por trimestre se hace la segmentación de los periodos de evaluación en trimestres, pudiendo identificar en qué periodo cada tipo de falla fue más prolongada en el tiempo de interrupción.

Se presentan a continuación para cada trimestre las causas con el tiempo promedio máximo:

- Poste averiado, en el trimestre 3 de 2021 con tiempo de casi 9 horas.
- Razón desconocida, en el trimestre 1 de 2020 con tiempo de 22 horas.
- Línea en el suelo, en el trimestre 2 de 2021 con tiempo de 16 horas.
- Crucero averiado, en el trimestre 2 de 2021 con tiempo de 56 minutos.

- Choque de vehículo a red, en el trimestre 1 de 2021 con tiempo de 20 horas.
- Prueba disparo recloser, en el trimestre 2 de 2020 con tiempo de 14 horas.
- Circuito en no automático, en el trimestre 2 de 2020 con tiempo de 20 horas.
- Por emergencia, en el trimestre 1 de 2021 con tiempo de 18 horas.
- No se estableció, causa en el trimestre 2 de 2021 con tiempo de 13 horas.
- árbol sobre la línea, en el trimestre 2 de 2020 con tiempo de 21 horas.

Vale la pena señalar que el alcance de la investigación no cubre las causas de la demora en los mantenimientos correctivos necesarios para la atención de las fallas.

4.3. Señalización del vínculo entre el tiempo promedio de duración de las interrupciones principales que se producen en la red de distribución con el despacho económico del generador distribuido

Como bien se desarrolla en la sección 1.2.3., por parte de la reglamentación establecida por la CNEE en el país, es necesario conocer la disponibilidad que un generador presenta ante el mercado eléctrico mayorista para poder definir la oferta firme en la programación de largo plazo que realiza el administrador cada año estacional, para garantizar estabilidad en el sistema nacional interconectado.

Es necesario resaltar los grupos de datos mencionados anteriormente, los cuales son presentados en la tabla (tiempos promedios por tipo de falla). Y teniendo claro cuáles son las causas más críticas que se presentan en una red de media tensión que dispone de generación distribuida conectada a su infraestructura, se obtuvo un valor medio de tiempo semanal de interrupción por

cada tipo de evento. Para lo cual, a través de los tiempos medios semanales de cada tipo de interrupción, se obtiene el tiempo total de indisponibilidad del generador ante estos eventos, manteniendo un tiempo total base de la semana en 168 horas. Se recurre también a la presentación en valores porcentuales de la disponibilidad que un generador presenta ante cada tipo de falla, tal y como es posible apreciar en otro apartado, teniendo para cada tipo de falla los siguientes porcentajes: árbol sobre la línea 9.69 %; circuito en no automático 13.41 %; por emergencia 5.88 %; no se estableció causa 9.48 %; poste averiado 8.57 %; razón desconocida 12.17 %; prueba dispara recloser 10.63 %; línea en el suelo 9.61 %; crucero averiado 1.79 % y choque de vehículo a red 7.64 %.

Un aspecto clave que se debe hacer mención cuando se detalla la disponibilidad por tipo de falla que, presenta la distribuidora al generador para mantener la conexión necesaria para establecer un flujo de potencia, es el hecho de que existen mantenimientos que realizan los generadores, y que estos pueden ser programados, por prevención, así como correctivos, que se presentan de forma imprevista. Debido a que, estos tiempos son presentados por el generador ante el ente operador para ser considerados en el rubro de los mantenimientos y no caer así en penalizaciones económicas por indisponibilidad.

4.4. Determinación del impacto que se tiene entre las interrupciones en una red de distribución en el despacho económico de un generador distribuido renovable con oferta firme eficiente

La generación renovable a través de una red de distribución ha sido un paso importante para el crecimiento de una matriz energética diversa y en la responsabilidad con el medio ambiente de un país en vías de desarrollo. Así mismo, el tener la oportunidad de ser partícipe de la oferta firme eficiente del

sistema nacional es importante para la estabilidad económica de los interesados en los proyectos de generación.

Para el generador distribuido la oportunidad del despacho económico hora a hora, es decir, la oportunidad de poder inyectar un flujo al sistema de potencia del país en cada momento del día es de suma importancia, y saber identificar las causas que pueden interferir con una generación continua es importante para el desarrollo de este tipo de proyectos. Si bien el restablecimiento de las interrupciones de conexión depende en una totalidad de la distribuidora, puesto que es su red, el conocer las causas de estas, además, tener una estimación de los tiempos de duración de cada causa, es importante para delimitar el alcance de sus funciones de cuando se presenten estas interrupciones en la red de media tensión en donde se conecten.

No olvidando señalar, desde el punto de vista del generador distribuido, que las interrupciones por una causa externa se tomarán como indisponibilidad forzada, pero por parte del agente distribuidor. Y si bien no hay una normativa específica que contemple las conexiones entre distribuidora y la generación distribuida, se ha de utilizar la normativa vigente como cualquier otro generador convencional del mercado.

Para presentar el impacto de indisponibilidad de cada una de las fallas de la red de la distribuidora, se desarrolló la titulada indisponibilidad por tipo de fallas. Teniendo el porcentaje de tiempo semanal que impacta en la conexión del generador y distribuidor, es posible saber que para ninguna causa se supera un día completo, por supuesto esto son valores promedios, pero se debe hacer el recordatorio que los tiempos de indisponibilidad se acumulan para el siguiente año y si estos son reiterativos, el espacio para el siguiente ciclo estacional

disminuirá para el generador que no pueda mantenerse de una forma estable con el sistema nacional.

Por medio de los resultados obtenidos se logró obtener la base para elaborar las recomendaciones que fueron la finalidad del desarrollo de la investigación, para contribuir con la exploración de las causas que afectan a las redes de distribución y por ende a los generadores que se conecten a esta para el cumplimiento de los contratos que celebren con otros participantes del mercado. Brindando de esta manera una herramienta de análisis para las dos partes y así poder mitigar de cierta forma el impacto de los distintos tipos de fallas, para aquellas entidades que estén dispuestas a desarrollar.

CONCLUSIONES

1. Se identificaron las 10 causas de mayor criticidad, las cuales provocan eventos que interrumpen la alimentación en un circuito de distribución en el cual existe un generador distribuido renovable a través de una matriz de criticidad habiendo descubierto cuatro causas con un nivel crítico, tres causas de nivel medio crítico y tres en el nivel no crítico. Siendo el tipo de falla más recurrente el denominado no se establece causa y el de mayor impacto donde se encuentra el poste averiado.
2. Se determinó el tiempo promedio semanal de interrupción de cada una de las principales causas con mayor criticidad, que se producen en la red de distribución en donde se cuenta con generación distribuida renovable. Siendo la falla de crucero averiado la de menor tiempo de interrupción con 3 horas y la falla más tardía en atender la de circuito en no automático con 22 horas y media, obteniendo también el rango para el resto de las causas.
3. Se señaló el vínculo entre el tiempo promedio de duración de las interrupciones principales, que se producen en la red de distribución, con el despacho económico del generador distribuido a través de la determinación del coeficiente de disponibilidad semanal de cada tipo de falla. El porcentaje presentado, es el tiempo que no se podrá cumplir con la inyección de potencia de los distintos contratos celebrados entre generador y otros participantes. Teniendo en el extremo superior la causa de circuito en no automático con un 13.41 % y en el otro extremo la falla de crucero averiado con un 1.79 %.

4. Se estableció que el impacto que tienen las interrupciones en una red de distribución sobre el despacho económico de un generador distribuido renovable con oferta firme eficiente es de un nivel medio bajo puesto que la porción de indisponibilidad semanal es casi de un séptimo del tiempo de evaluación. Esto es evidente en una causa de mayor criticidad que a su vez tienen el tiempo de mayor duración, sin embargo, solo presenta un 13.41 % de indisponibilidad. Siendo este un valor aceptable para la operación de un generador dentro de los matices del mercado eléctrico del país.

RECOMENDACIONES

1. A las empresas de distribución eléctrica del país, efectuar un plan de mantenimiento preventivo con base en las principales causas de interrupción producidas por el propio envejecimiento de los activos, disminuyendo así la frecuencia de afectación por la naturaleza de las fallas.
2. Dar seguimiento por parte de las empresas distribuidoras de energía eléctrica del país, a las interrupciones que se producen en su red identificando de forma más detallada el origen de estas. Con el fin de desarrollar frentes de ataque a las fallas que tienen tiempos de duración elevada, como lo evidencia la causa de interrupción en donde no se establece causa de esta.
3. Tomar en consideración por parte de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, al momento de actualizar la normativa técnica, las interrupciones producidas en una red de distribución para el cálculo de disponibilidad de un generador distribuido renovable que quiera y pueda formar parte de la oferta firme eficiente de la programación anual.
4. A los profesionales de la Escuela de Postgrado de la Facultad de Ingeniería, ejecutar otro estudio con orientación en la evaluación de la demora en la atención de los mantenimientos correctivos, en la red de distribución, que son necesarios para restablecer el suministro eléctrico en el sector.

REFERENCIAS

1. Akorede, M. F., Hizam, H., y Pouresmaeil, E. (febrero 2010). Recursos energéticos distribuidos y beneficios para el medio ambiente. *Renewable and sustainable energy reviews*, 14(2), 724-734.
2. Arriagada Mass, A. G. (1994). *Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución*. Santiago de Chile: Pontifica Universidad Católica de Chile.
3. Benites Curay, J. C. (2007). *Telecontrol de seccionamientos en red de distribución eléctrica para reducción de tiempo de interrupción del servicio*. Perú: Universidad Nacional de Piura. Recuperado de <http://repositorio.unp.edu.pe/handle/UNP/642>
4. Chiradeja, P., y Ramakumar, R. (abril 2004). Un enfoque para cuantificar los beneficios técnicos de la generación distribuida. *IEEE Transactions on energy conversion*, 19(4), 764 - 773.
5. Comisión General de Energía Eléctrica. (12 de octubre de 2018). *Monitoreo del Mercado Mayorista*. CNEE. Recuperado de www.cnee.gob.gt

6. Gil, E. S., y Choy, S. L. (septiembre 2010). *Evolución de los métodos de evaluación de la confiabilidad para redes eléctricas de distribución. Ingeniería Energética. XXXI (3) 42-48.*
7. Gil, H. A., y Joos, G. (febrero 2008). Modelos para cuantificar los beneficios económicos de la generación distribuida. *IEEE Transactions on power systems, 23(2), 327-335.*
8. Gómez, V. A., Peña, R. A., y Hernández, C. (febrero 2012). Identificación y localización de fallas en sistemas de distribución con medidores de calidad del servicio de energía eléctrica. *Información tecnológica, 23(2), 1*
9. Haro Haro, J. D., y Tandalla Tandalla, D. A. (2018). *Análisis de la demanda eléctrica en el alimentador N° 1 de la subestación Pijilí a nivel de 13.8 kV perteneciente a ELEPCO SA para cuantificar las pérdidas técnicas y proponer mejoras en el sistema, en el año 2017.* Latacunga: Universidad Técnica de Cotopaxi. Recuperado de <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/4558>
10. M. Falcão, D., y Borges L.T., C. (junio 2006). Asignación óptima de generación distribuida para mejorar la confiabilidad, las pérdidas y el voltaje. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 28(6), 413-420*
11. Martínez, R. C. (2012). *Caracterización de una turbina axial y creación de aplicación gráfica para procesamiento de datos.* España: Universidad de Jaén.

12. Morales Mazariegos, J. F. (2005). *Elementos Básicos de Protección de Sistemas de Potencia*. Guatemala: Departamento de Comunicación Corporativo de EEGSA.
13. Nakashima, A. N. (2020). *Automatismo de redes de distribución*. Puebla de Zaragoza: Benemérita Universidad Autónoma de Puebla. Recuperado de <https://hdl.handle.net/20.500.12371/11308>
14. Ordoñez Sanclemente, J. P., y Nieto Alvarado, L. G. (2010). *Mantenimiento de sistemas eléctricos de distribución*. Guayaquil: Universidad Politécnica Salesiana del Ecuador. Recuperado de <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/2119>
15. Pepermans, G., Driesen, J., Haeseldonckx, D., Belmans, R., y D'haeseleer, W. (junio 2005). Generación distribuida: definición, beneficios y problemas. *Energy policy*, 33(6), 787-798.
16. Rodríguez V., G. A. (2017). *Reconfiguración de automatismo de redes de media tensión en 13.2kV area Tuxtla*. Tuxtla: Tecnológico Nacional de México.
17. Romero de la Cruz, V. (2020). *Sistema Fotovoltaico Autónomo para mayor Disponibilidad de Energía Eléctrica en SENATI*. Huancayo: Universidad Nacional del Centro del Perú. Recuperado de <http://hdl.handle.net/20.500.12894/6598>
18. Segura Heras, I. (2005). *Evaluación del impacto de la generación distribuida en sistemas de distribución primaria de energía eléctrica*. Valencia: Universidad politécnica de Valencia. doi:10.4995/Thesis/10251/1894

19. Sumper, A., Sudrià, R., Ramirez, R., Villafáfila, R., y Chindris, M. (2005). *Índices de continuidad en redes de distribución y su mejora*. Málaga: Asociación española para el desarrollo de la ingeniería eléctrica.
20. Tuta, O., e Hincapié, R. (abril 2011). Coordinación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida. *Scientía et Technica XVI*, (4) 14-19. Obtenido de <https://revistas.utp.edu.co/index.php/revistaciencia/article/view/1457/937>
21. Vallejo, J. A. (2007). *Coordinación de protecciones en sistemas de distribución con generación distribuida*. México: Instituto Politécnico Nacional.
22. Villanueva Cornejo, M. J. (2017). *Gestión de mantenimiento basado en la confiabilidad de las redes del sub sistema de distribución eléctrico 22.9/13.2 KV de San Gabán-Ollachea*. Puno: Universidad Nacional del Altiplano. Recuperado de <http://repositorio.unap.edu.pe/handle/UNAP/6688>

APÉNDICES

Apéndice 1. Interrupciones por poste averiado

Tipo Falla	Año	Trimestre	Cant. Interrupciones	Tiempo promedio (semanal)
Poste Averiado_0210	2020	Trim.1	1	00:09:40
		Trim.2	0	00:00:00
		Trim.3	0	00:00:00
		Trim.4	3	00:20:05
	2021	Trim.1	1	01:57:29
		Trim.2	0	00:00:00
		Trim.3	1	08:59:38
		Trim.4	1	00:00:06

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 2. Interrupciones por razón desconocida

Tipo Falla	Año	Trimestre	Cant. Interrupciones	Tiempo promedio (semanal)
Razón Desconocida_0001	2020	Trim.1	87	22:19:45
		Trim.2	89	06:27:05
		Trim.3	91	12:18:59
		Trim.4	41	02:07:03
	2021	Trim.1	21	02:05:49
		Trim.2	13	21:31:51
		Trim.3	17	02:14:36
		Trim.4	2	00:10:54

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 3. Interrupciones por línea en el suelo

Tipo Falla	Año	Trimestre	Cant. Interrupciones	Tiempo promedio (semanal)
Línea en el Suelo_0102	2020	Trim.1	5	00:11:46
		Trim.2	7	01:57:48
		Trim.3	6	01:11:10
		Trim.4	9	02:21:42
	2021	Trim.1	5	01:04:21
		Trim.2	15	16:25:34
		Trim.3	8	00:46:43
		Trim.4	6	02:08:54

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 4. Interrupciones por crucero averiado

Tipo Falla	Año	Trimestre	Cant. Interrupciones	Tiempo promedio (semanal)
Crucero Averiado_0105	2020	Trim.1	1	00:24:34
		Trim.2	0	00:00:00
		Trim.3	2	00:07:19
		Trim.4	1	00:00:05
	2021	Trim.1	0	00:26:17
		Trim.2	5	00:56:45
		Trim.3	2	00:28:47
		Trim.4	5	00:45:02

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 5. Interrupciones por choque vehículo a red

Tipo Falla	Año	Trimestre	Cant. Interrupciones	Tiempo promedio (semanal)
Choque de vehículo a Red_0101	2020	Trim.1	11	10:50:27
		Trim.2	4	02:59:20
		Trim.3	9	11:14:28
		Trim.4	7	14:30:45
	2021	Trim.1	7	20:29:27
		Trim.2	11	08:19:18
		Trim.3	9	05:51:17
		Trim.4	15	01:58:16

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 6. Interrupciones por prueba de recloser

Tipo Falla	Año	Trimestre	Cant. Interrupciones	Tiempo promedio (semanal)
Prueba Dispara Recloser_0702	2020	Trim.1	20	12:25:32
		Trim.2	40	14:17:32
		Trim.3	27	03:37:41
		Trim.4	17	02:23:12
	2021	Trim.1	10	00:55:05
		Trim.2	2	00:11:24
		Trim.3	12	07:43:39
		Trim.4	10	00:43:01

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 7. **Interrupciones por circuito en no automático**

Tipo Falla	Año	Trimestre	Cant. Interrupciones	Tiempo promedio (semanal)
Circuito en No Automático_0801	2020	Trim.1	69	11:06:10
		Trim.2	139	20:17:39
		Trim.3	103	09:25:51
		Trim.4	112	08:52:36
	2021	Trim.1	78	00:14:54
		Trim.2	100	10:04:47
		Trim.3	75	00:05:17
		Trim.4	70	00:01:54

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 8. **Interrupciones por emergencia**

Tipo Falla	Año	Trimestre	Cant. Interrupciones	Tiempo promedio (semanal)
Por Emergencia_1002	2020	Trim.1	108	08:33:09
		Trim.2	105	17:26:31
		Trim.3	86	13:06:02
		Trim.4	87	02:39:41
	2021	Trim.1	82	17:58:22
		Trim.2	101	10:11:08
		Trim.3	93	19:15:13
		Trim.4	131	05:39:54

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 9. Interrupciones por no se estableció causa

Tipo Falla	Año	Trimestre	Cant. Interrupciones	Tiempo promedio (semanal)
No Se Estableció Causa_1501	2020	Trim.1	549	07:47:17
		Trim.2	735	00:28:12
		Trim.3	718	05:32:05
		Trim.4	742	07:58:02
	2021	Trim.1	629	11:05:44
		Trim.2	924	13:19:54
		Trim.3	1001	04:42:34
		Trim.4	562	00:23:39

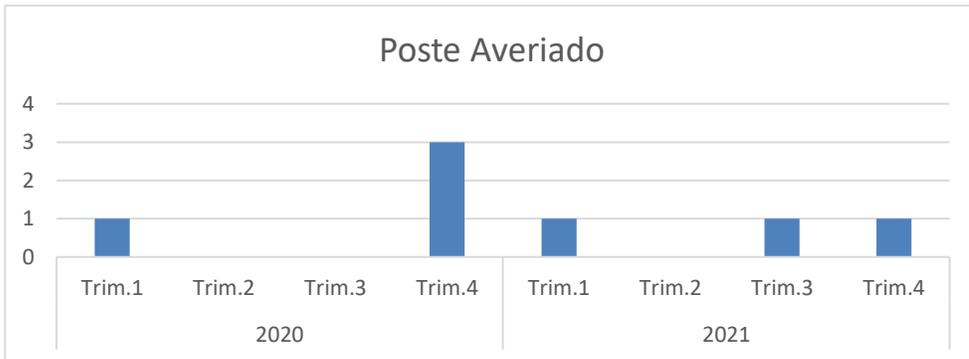
Fuente: elaboración propia.

Apéndice 10. Interrupciones por árbol sobre la línea

Tipo Falla	Año	Trimestre	Cant. Interrupciones	Tiempo promedio (semanal)
Árbol Sobre Línea_0903	2020	Trim.1	57	10:05:37
		Trim.2	70	20:56:56
		Trim.3	48	12:26:15
		Trim.4	28	00:40:18
	2021	Trim.1	14	00:00:00
		Trim.2	60	03:52:16
		Trim.3	58	00:17:34
		Trim.4	36	00:00:00

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 11. Histograma de interrupciones por poste averiado



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 12. Histograma de interrupciones por razón desconocida



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 13. Histograma de interrupciones por línea en el suelo



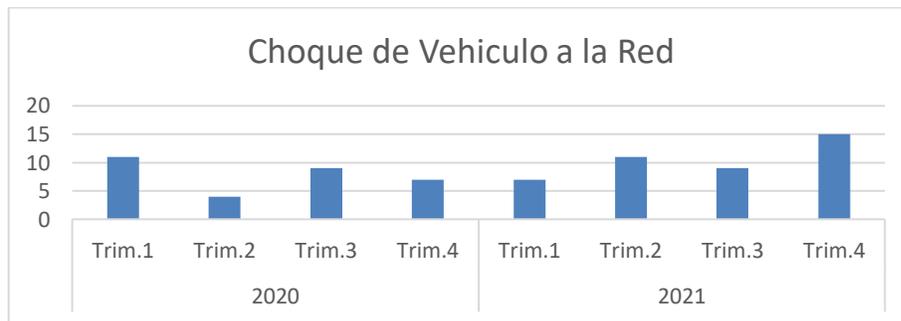
Fuente: elaboración propia.

Apéndice 14. Histograma de **interrupciones por crucero averiado**



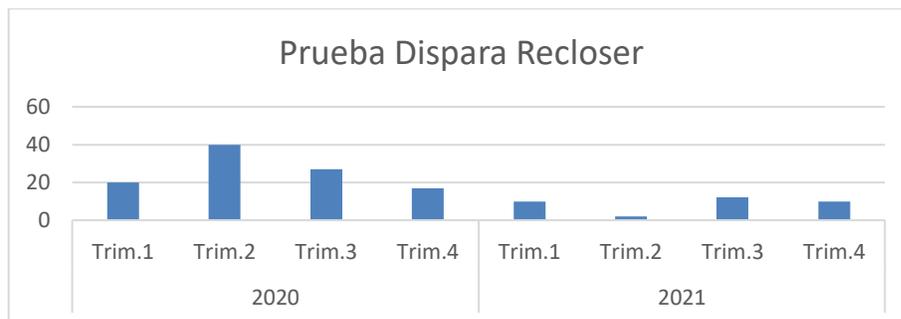
Fuente: elaboración propia.

Apéndice 15. Histograma de **interrupciones por choque vehículo a red**



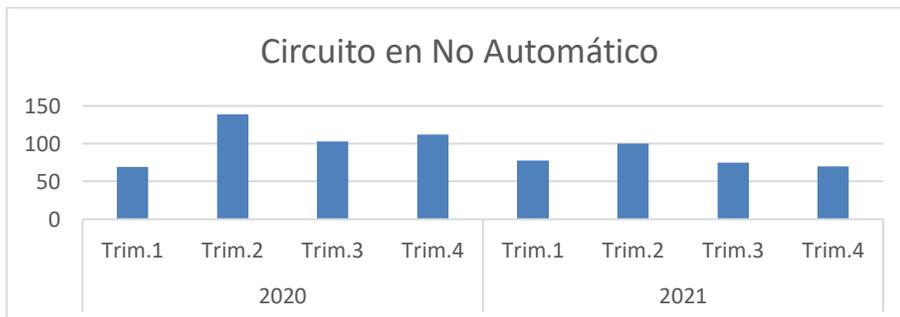
Fuente: elaboración propia.

Apéndice 16. Histograma de **interrupciones por prueba de recloser**



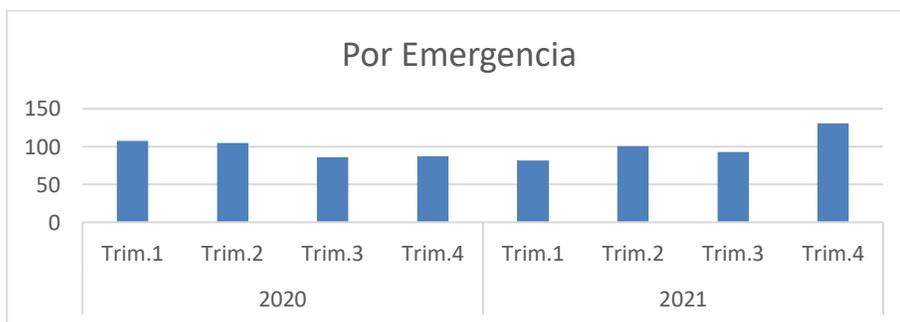
Fuente: elaboración propia.

Apéndice 17. Histograma de **interrupciones por circuito en no automático**



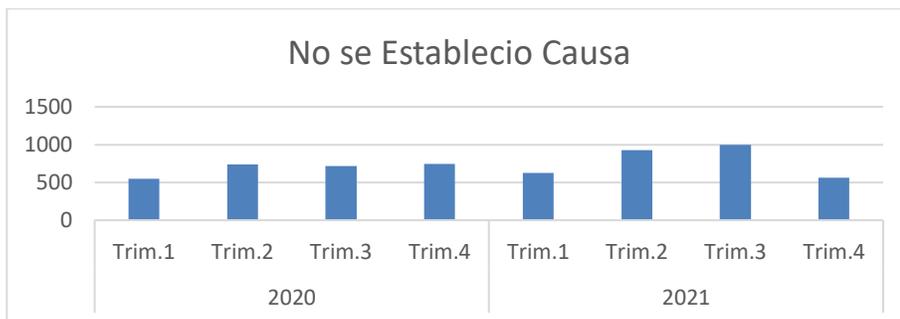
Fuente: elaboración propia.

Apéndice 18. Histograma de **interrupciones por emergencia**



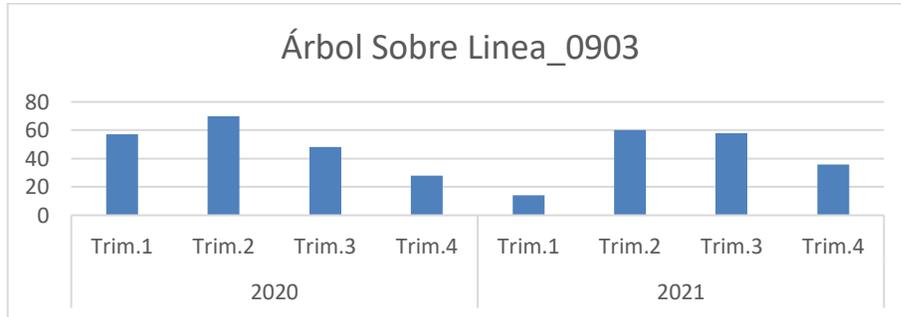
Fuente: elaboración propia.

Apéndice 19. Histograma de **interrupciones por no se estableció causa.**



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 20. Histograma de **interrupciones por árbol sobre la línea**



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 21. **Gráfica de disponibilidad por poste averiado**



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 22. **Gráfica de disponibilidad por razón desconocida**



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 23. **Gráfica de disponibilidad por línea en el suelo**



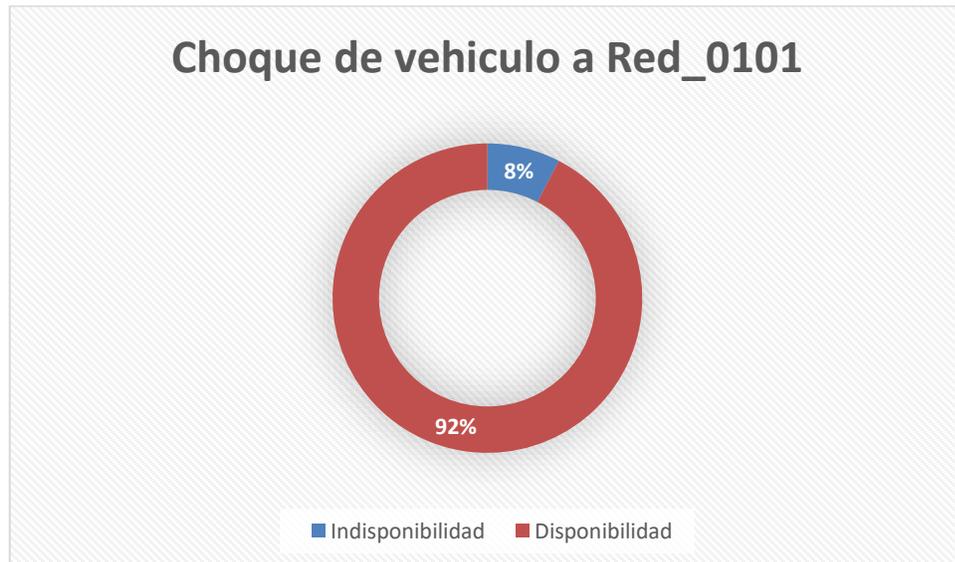
Fuente: elaboración propia.

Apéndice 24. **Gráfica de disponibilidad por crucero averiado**



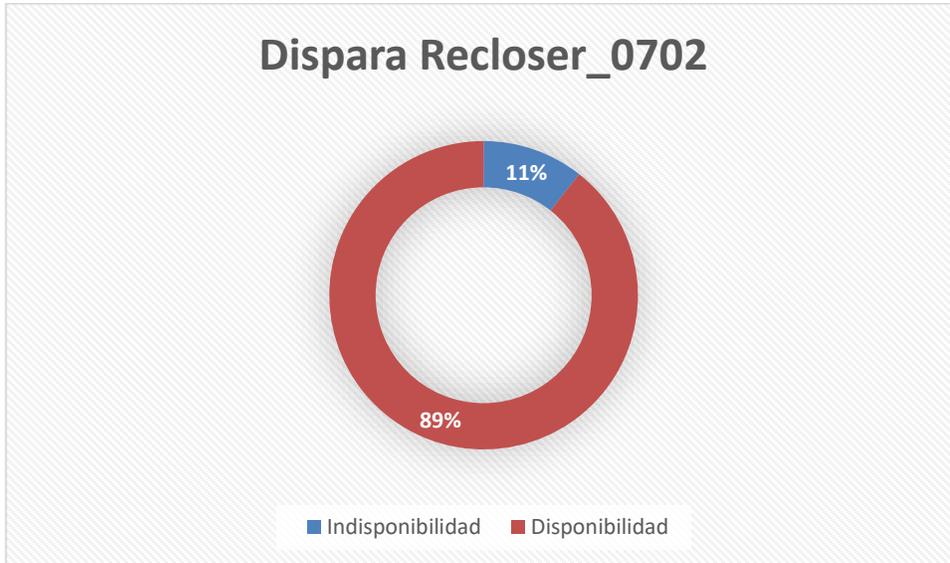
Fuente: elaboración propia.

Apéndice 25. **Gráfica de disponibilidad por choque vehículo a red**



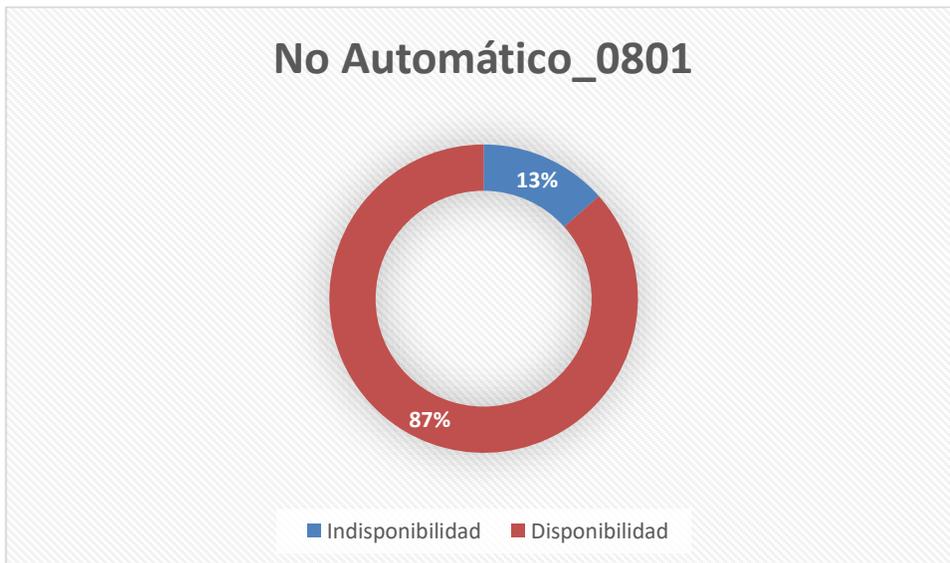
Fuente: elaboración propia.

Apéndice 26. **Gráfica de disponibilidad por prueba de recloser**



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 27. **Gráfica de disponibilidad por circuito en no automático**



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 28. **Gráfica de disponibilidad por emergencia**



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 29. **Gráfica de disponibilidad por no se estableció causa**



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 30. **Gráfica de disponibilidad por árbol sobre la línea**



Fuente: elaboración propia.