



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE GUAYAQUIL

CARRERA DE ELECTRICIDAD

**MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE
DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA EMPAGRAN EN LA CIUDAD DE
GUAYAQUIL**

Trabajo de titulación previo a la obtención del

Título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES: ALLAN OMAR PALACIOS GUZMAN

KENNETH JOSUE SOLORZANO CORDOVA

TUTOR: ING. JULIO MANUEL SILVA BECHERAN

Guayaquil – Ecuador

2023

**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Nosotros, Allan Omar Palacios Guzman con documento de identificación No. 0932580715 y Kenneth Josue Solorzano Cordova con documento de identificación No. 0931787220, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del ARTICULO ACADÉMICO: “MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA EMPAGRAN EN LA CIUDAD DE GUAYAQUIL”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: INGENIERO ELÉCTRICO, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 18 de septiembre del año 2023

Atentamente,



Allan Omar Palacios Guzman

0932580715



Kenneth Josue Solorzano Cordova

0931787220

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Allan Omar Palacios Guzman con documento de identificación N°. 0932580715 y Kenneth Josue Solorzano Cordova con documento de identificación N°. 0931787220; manifestamos que:

Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Guayaquil, 18 de septiembre del año 2023

Atentamente,

Allan Omar Palacios Guzman

0932580715

Kenneth Josue Solorzano Cordova

0931787220

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Julio Manuel Silva Becheran, con documento de identificación N° 0959623422, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA EMPAGRAN EN LA CIUDAD DE GUAYAQUIL, realizado por Allan Omar Palacios Guzman con documento de identificación N°. 0932580715 y Kenneth Josue Solorzano Cordova con documento de identificación N°. 0931787220, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Artículo Académico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 18 de septiembre del año 2023

Atentamente,



Ing. Julio Manuel Silva Becheran

0959623422

MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA EMPAGRAN EN LA CIUDAD DE GUAYAQUIL

Introducción

La función básica del sistema de energía es proporcionar un suministro eléctrico adecuado a sus clientes de la manera más económica posible con un nivel razonable de confiabilidad. Con una demanda creciente y una dependencia casi exponencial de la energía eléctrica, es indispensable de lograr un nivel encima de los aceptables para la confiabilidad, calidad y seguridad a un precio económico, las empresas deben evolucionar y mejorar los sistemas continuamente según sus propios requisitos (Cardozo Cabal, 2023).

En el pasado, los sistemas de distribución han recibido considerablemente menos atención dedicada al modelado y evaluación de la confiabilidad que los sistemas de generación y transmisión. Las razones de esto son que las estaciones generadoras y los sistemas de transmisión son proyectos económicamente caros y la inadecuación de la generación y la transmisión puede tener consecuencias catastróficas generalizadas tanto para la sociedad como para el medio ambiente. Sin embargo, un sistema de distribución es relativamente barato en comparación con los otros dos mencionados, ya que sus efectos están localizados. Por lo tanto, se ha dedicado menos esfuerzo a la evaluación cuantitativa de la adecuación de varias alternativas y refuerzos (Barroso, 2022).

Por otro lado, el análisis de las estadísticas de fallas de los clientes de la mayoría de las empresas muestra que el sistema de distribución hace la mayor contribución individual a la falta de disponibilidad de suministro para un cliente (Alba, 2022). Los sistemas de distribución representan hasta el 90% de todos los problemas de confiabilidad del cliente, mejorar la confiabilidad de la distribución es la clave para mejorar la confiabilidad del cliente (Herrera, 2022). Dado que el propósito principal del sistema es satisfacer los requisitos del cliente y que el funcionamiento adecuado y la longevidad del sistema son requisitos esenciales para la satisfacción continua, es necesario que las consideraciones tanto de la demanda como de la oferta se consideren e incluyan adecuadamente en los sistemas. Por lo tanto, la confiabilidad de la distribución es una de las principales

cualidades dentro del sector de la electricidad dado a su alto impacto en el costo de la misma y su alta correlación con la satisfacción del cliente.

La duración promedio de la interrupción que un cliente puede experimentar en Ecuador es de 20 a 30 horas por cliente por año, sin contar el tiempo el tiempo dedicado a las reparaciones planificadas a los sistemas eléctricos (Narváez, 2022). Con la ejecución del Plan de Expansión de Transmisión en el Ecuador, el sistema de distribución se está expandiendo rápidamente, lo cual puede conducir a un sistema de distribución irregular y el sistema puede no ser tan confiable como se esperaba (Calle Guaña, 2022).

El sistema eléctrico consiste básicamente en generación, transmisión y distribución, regulado ya sea por una sola entidad o por un número de entidades. Por lo tanto, la responsabilidad de mantener la confiabilidad en diferentes niveles recae en diferentes entidades y debe ser el objetivo común de los custodios de los distintos sistemas en diferentes niveles. Además, los reguladores exigen que la mayoría de las empresas de servicios públicos informen sus índices de confiabilidad y la tendencia de los reguladores se está moviendo hacia tasas basadas en el desempeño donde el desempeño es recompensado y penalizado según lo cuantificado por los índices del regulador (Chamba, 2022).

La estrategia de mejora de la confiabilidad debe desarrollarse para cada empresa según sus requisitos. También con estrategias, se utilizará la técnica de mitigación de cortes en el sistema de distribución y esto se puede clasificar en dos categorías, a saber; eléctricos y no eléctricos. Las técnicas de mitigación eléctrica tienen un impacto directo en el sistema de distribución y afectan el análisis del sistema de distribución y estas técnicas incluyen la adición de dispositivos de protección (reconectores y fusibles) y dispositivos de conmutación (interruptores manuales y automáticos), reconfiguración del sistema, reconducción del alimentador e integración de generación distribuida (Barrera, 2020).

Por otro lado, las técnicas de mitigación no eléctricas, no tienen ningún impacto en otras herramientas de análisis de ingeniería y pueden evaluarse únicamente con estudios de confiabilidad y estas técnicas incluyen el manejo de la vegetación, la instalación de pararrayos y protectores de animales. El impacto y la eficiencia de las técnicas de mitigación podrían evaluarse mediante una evaluación cuantitativa de la confiabilidad del sistema de distribución, como, por ejemplo; medir el desempeño pasado y predecir el

desempeño futuro (Ducura Valenzuela, 2020). El nivel de confiabilidad está estrechamente relacionado con su función de costo; lograr un buen nivel de confiabilidad requiere una gran inversión financiera en el refuerzo del sistema y una confiabilidad deficiente implica más costos de tiempo de inactividad para el cliente.

Las redes eléctricas son y seguirán siendo una parte crítica de la infraestructura energética, y se tiene la responsabilidad de garantizar que se desarrollen de manera consistente y de manera que satisfagan las demandas futuras de la sociedad y los clientes (Saltos, 2022). El proceso de desarrollo de la red debe estar dirigido hacia una visión de largo plazo alineada con las expectativas de los clientes presentes y futuros. La Corporación Nacional de Electricidad tiene como misión principal transmitir, distribuir y suministrar electricidad adecuada de manera segura, confiable y eficiente a sus clientes (Santistevan, 2020). Aunque el principal problema que enfrentan las empresas de servicios públicos de energía eléctrica en los países en desarrollo en la actualidad es que la demanda de energía es cada vez mayor donde el crecimiento de la oferta se ve limitado por la escasez de recursos, los problemas ambientales y otras preocupaciones sociales (Alba, 2022).

Esto ha resultado en la necesidad de analizar las instalaciones del sistema eléctrico en empresas privadas que poseen un alto consumo energético como es el caso de la empresa EMPAGRAN ubicada en la ciudad de Guayaquil

El análisis de las estadísticas de fallas eléctricas de la empresa EMPAGRAN revela que el sistema de distribución hace la mayor contribución individual a la falta de disponibilidad de sus servicios para el cliente. Con el sistema existente, las interrupciones en la empresa EMPAGRAN llegan a 80-90 horas por año. Con la visión de la ejecución del Plan de Expansión de Transmisión en el Ecuador (Narváez, 2022), las interrupciones por cliente pueden deteriorarse aún más debido a la rápida expansión de los sistemas de distribución. Hasta el momento, no se han realizado suficientes investigaciones técnicas en la red de distribución, lo cual puede deberse a la falta de experiencia técnica en la empresa. Y la mayor parte de la interrupción ha sido causada por fallas en los sistemas de distribución dentro de la misma empresa EMPAGRAN.

En comparación con otras empresas privadas del Ecuador, los estándares de confiabilidad son muy bajos en el sistema de distribución de empresa la EMPAGRAN. Por lo tanto, se

considera necesario mejorar la confiabilidad del sistema para mejorar el desempeño de la empresa y mantener satisfechos a sus valiosos clientes.

La ubicación inteligente de dispositivos de protección, seccionadores e interruptores en los alimentadores de distribución tiene un impacto significativo en la mejora de la confiabilidad y esto se evaluará más a fondo junto con las técnicas de mitigación de cortes para el sistema de distribución de la empresa EMPAGRAN.

La principal contribución de esta investigación es analizar de una manera profunda, los datos sobre las estructuras de las redes de distribución de la empresa EMPAGRAN, y conocer sobre los parámetros de confiabilidad de los componentes de la red de distribución que la conforman. Ayudando en el desarrollo de una red de distribución de energía que reduzca el tiempo de inactividad asociado con problemas y el mantenimiento del sistema, creando así un sistema de red de distribución más confiable con un voltaje de servicio acorde a las necesidades de la empresa.

El proyecto se enfoca en análisis la confiabilidad de sistemas de distribución de la empresa EMPAGRAN en la ciudad de Guayaquil, utilizando el Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema (SAIFI) e Índice de duración de interrupción promedio del sistema (SAIDI). También es necesario obtener la distribución de probabilidad de SAIFI y SAIDI que dan información sobre la variabilidad de los índices para mejorar en la toma de decisiones. Además, se busca asegurarse de cumplir con las normativas tanto nacionales como internacionales durante todo el proceso. Esto garantizará la precisión y validez de los resultados obtenidos.

Desarrollo

Confiabilidad del sistema de distribución

La definición de confiabilidad en la literatura aborda algunos aspectos comunes de los sistemas de energía, como satisfacer las demandas de los clientes, la continuidad del servicio y la vulnerabilidad del sistema de energía. El concepto de confiabilidad en el sistema de distribución puede ser interpretado por los siguientes tres aspectos diferentes:

- Adecuación, como la capacidad de los sistemas de energía para suministrar la energía total y los requisitos de energía de todos los clientes en el sistema en todo momento, teniendo en cuenta las interrupciones programadas y no programadas previstas de los componentes del sistema;

- Seguridad, como la capacidad de los sistemas de potencia para soportar perturbaciones repentinas tales como pérdidas inesperadas de componentes del sistema o cortocircuitos eléctricos;
- Calidad, como la medida, análisis y mejora de la tensión de barra para cumplir con los límites de tensión y frecuencia (Macias, 2023).

De hecho, el análisis de confiabilidad no puede considerarse al margen de los objetivos del sistema. Los objetivos del sistema de distribución pueden discutirse como (1) cubrir el territorio (un aspecto de adecuación), (2) satisfacer la demanda máxima (otro aspecto de adecuación), (3) la capacidad de operar en condiciones adversas (seguridad) y (4) proporcionar un voltaje y una corriente estables (calidad). Por lo tanto, los objetivos del sistema de distribución cumplen con las preocupaciones de confiabilidad.

Se debe tener en cuenta que diferentes perspectivas pueden tener diferentes definiciones para la confiabilidad. Las perspectivas del cliente y de la empresa de servicios públicos son las dos perspectivas principales para la consideración de la confiabilidad de un sistema de energía. Desde el punto de vista del cliente, las preocupaciones de confiabilidad dependen de los patrones de uso final del cliente. De hecho, los clientes asocian la confiabilidad del servicio con el tiempo de restauración y cuán accesibles y receptivos son las empresas de servicios públicos durante las interrupciones o apagones. Por lo tanto, cualquier interrupción del servicio es indeseable desde la perspectiva del cliente. La perspectiva de la utilidad es diferente de la perspectiva del cliente. La definición de confiabilidad para la empresa de servicios públicos debe estar relacionada tanto con la confiabilidad del servicio en el punto de carga del cliente como con la confiabilidad del lado del suministro, que incluye la confiabilidad de los activos de generación, transmisión y distribución. La ilustración 1 proporciona un resumen de la preocupación por la confiabilidad desde diferentes perspectivas.

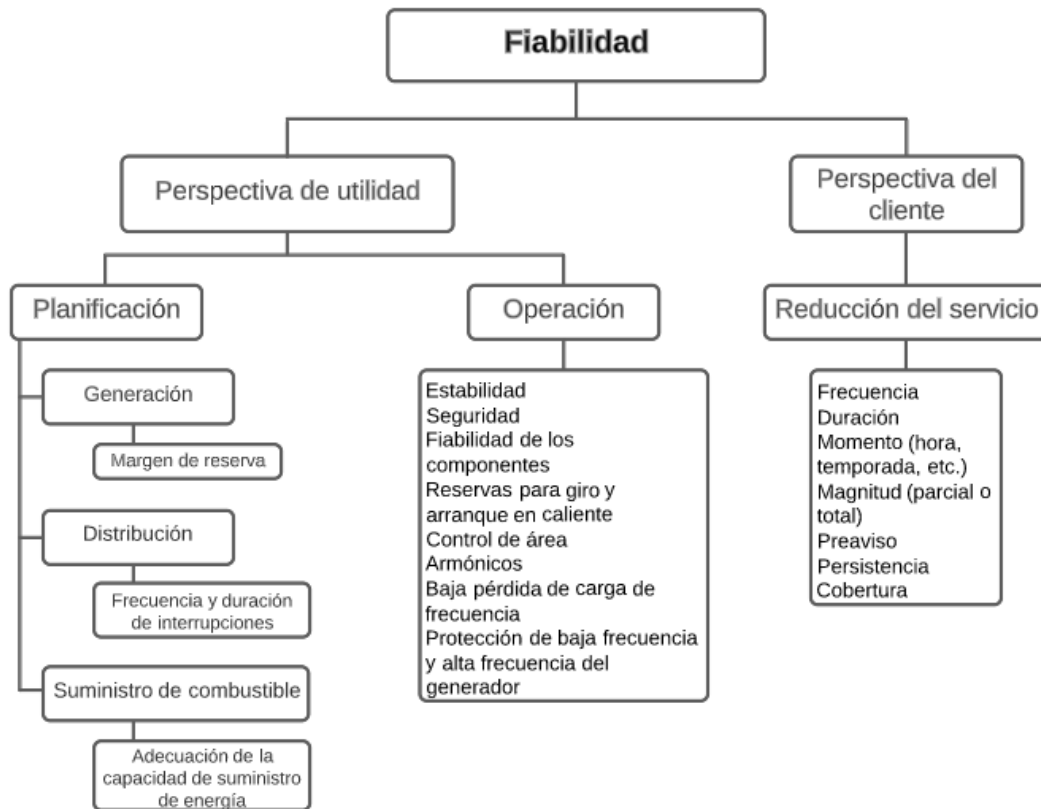


Ilustración 1 Perspectivas sobre la confiabilidad del sistema de distribución eléctrico.

Evaluación de confiabilidad

La confiabilidad en el sistema de potencia se puede dividir en dos aspectos básicos; adecuación del sistema y seguridad del sistema. La adecuación se relaciona con la capacidad del sistema en relación con la demanda de energía y la seguridad se relaciona con la respuesta dinámica del sistema a las fallas. Dado que los sistemas de distribución rara vez se cargan cerca de sus límites, la adecuación del sistema es una preocupación relativamente pequeña y el énfasis en la confiabilidad está en la seguridad del sistema. Los dos enfoques principales aplicados a la evaluación de la confiabilidad de los sistemas de distribución son;

- Métodos de simulación basados en dibujos de distribuciones estadísticas (Monte Carlo).
- Métodos analíticos basados en la solución de modelos matemáticos

Las técnicas de Monte Carlo normalmente consumen mucho tiempo debido a la gran cantidad de dibujos necesarios para obtener resultados precisos. La contribución de fallas de cada componente viene dada por una distribución estadística de tasas de fallas y tiempos de interrupción. El enfoque analítico se basa en supuestos relacionados con las

distribuciones estadísticas de la tasa de fallas y los tiempos de reparación. Las técnicas de evaluación más comunes que utilizan un conjunto de ecuaciones aproximadas son el análisis de modo de falla o el análisis de conjunto de corte mínimo. Este método consume menos tiempo que los métodos de simulación, pero tiene problemas para representar adecuadamente los tiempos de reparación. Se utilizará el enfoque analítico para la evaluación de la confiabilidad del sistema de distribución radial. El enfoque se llama RELRAD (Confiabilidad en sistemas radiales) y es complementario al enfoque del conjunto de corte mínimo (Amini Badri, 2023).

Índices de confiabilidad

La evaluación cuantitativa de la confiabilidad de un sistema de distribución se puede dividir en dos segmentos básicos; medir el desempeño pasado y predecir el desempeño futuro. Algunos de los índices básicos que se han utilizado para evaluar el desempeño pasado son;

- Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones del Sistema (SAIFI)
- Índice de Duración Promedio de Interrupción del Sistema (SAIDI)
- Índice de Duración Promedio de Interrupción del Cliente (CAIDI)
- El Índice Promedio de Disponibilidad del Servicio {Indisponibilidad} (ASAI){ASUI}
- Energía no suministrada (ENS) (Vargas-Arguedas, 2022)

Las estadísticas de desempeño pasadas brindan un valioso perfil de confiabilidad del sistema existente. Sin embargo, la planificación de la distribución involucra el análisis de sistemas futuros y la evaluación de la confiabilidad del sistema cuando hay cambios en; configuración, condiciones de operación o en esquemas de protección. Esto estima el desempeño futuro del sistema basado en la topología del sistema y los datos de falla de los componentes. Debido a la naturaleza estocástica de la ocurrencia de fallas y la duración de las interrupciones, generalmente se basa en modelos probabilísticos. Los índices básicos asociados con los puntos de carga del sistema son; tasa de fallas, duración promedio de interrupciones e indisponibilidad anual (Amini Badri, 2023).

SAIFI indica con qué frecuencia un cliente promedio está sujeto a una interrupción sostenida durante un intervalo de tiempo predefinido, mientras que SAIDI indica la duración total de la interrupción a la que está sujeto un cliente promedio durante un

intervalo de tiempo predefinido. CAIDI indica el tiempo medio necesario para restablecer el servicio. ASAI especifica la fracción de tiempo que un cliente ha recibido energía durante el intervalo de tiempo predefinido y es viceversa para ASUI. ENS especifica la energía media que el cliente no ha recibido en el tiempo predefinido (Vargas-Arguedas, 2022).

Costo y valor de confiabilidad

Como concepto, la confiabilidad es una característica inherente y una medida específica que describe la capacidad de cualquier sistema para realizar su función prevista. La función técnica principal de un sistema de potencia es suministrar energía eléctrica a sus clientes finales. Este siempre ha sido un problema importante del sistema y el personal del sistema de energía siempre se ha esforzado por garantizar que los clientes reciban suministros adecuados y seguros dentro de las limitaciones económicas razonables (Vargas-Arguedas, 2022).

La adecuación del sistema básicamente significa la disponibilidad de suficientes capacidades de generación, transmisión y distribución para satisfacer la demanda de los clientes. Mientras que, por otro lado, se considera que la seguridad se relaciona con la capacidad del sistema para responder a las fallas que surgen dentro del sistema. Por lo tanto, la evaluación de la adecuación representa las condiciones estáticas, mientras que la evaluación de la seguridad se refiere a las condiciones dinámicas del sistema de distribución (Barroso, 2022).

Las empresas de servicios públicos, en una apuesta por suministrar energía a un precio económico con un nivel adecuado de confiabilidad, a menudo enfrentan desafíos para equilibrar el alto nivel de confiabilidad a un costo relativamente bajo, ya que estos dos aspectos se contrarrestan. La evaluación directa del valor de la confiabilidad es una tarea difícil, por lo tanto, una alternativa práctica, que está siendo ampliamente utilizada, es evaluar los impactos y las pérdidas monetarias en que incurren los clientes debido a fallas de energía. Cuando un cliente experimenta una interrupción, hay una cantidad de dinero que el cliente está dispuesto a pagar para evadir la interrupción y esta cantidad se conoce como el costo de confiabilidad del cliente (Vargas-Arguedas, 2022).

Estos costos incluyen tanto el costo tangible como el intangible y también el costo de oportunidad. Como tal, para maximizar la confiabilidad, la empresa debe equilibrar su costo de refuerzo para mejorar la confiabilidad y el costo para el cliente por una

confiabilidad deficiente. Por lo tanto, se dice que el nivel óptimo de confiabilidad se logra cuando la suma del costo de la utilidad y el costo del cliente es mínima.

Impactos de las técnicas de mitigación y el sistema de protección en la confiabilidad

Un sistema de protecciones adecuadamente coordinado es fundamental para asegurar que cualquier red eléctrica de distribución pueda operar dentro de los requisitos preestablecidos de seguridad para elementos individuales del equipo, el personal y el público, y la red en general. Se debe instalar un equipo adecuado y confiable en todos los circuitos y equipos eléctricos y, para hacer esto, se utilizan relés de protección para iniciar el aislamiento de las secciones defectuosas de una red para mantener el suministro en otras partes del sistema. Esto conduce entonces a un mejor servicio de electricidad con mejor continuidad y calidad de suministro. Esto puede reducir las interrupciones permanentes y su duración. Hoy en día, con el aumento de la carga sensible de los usuarios finales, mejorar la calidad de la energía y mitigar las interrupciones momentáneas también es igualmente importante. El primer paso es encontrar la causa raíz del problema y aplicar soluciones de mitigación a un circuito que afecta a los clientes (Calle Guaña, 2022).

Un mejor esquema de protección contra sobrecorriente puede reducir el número de maquinarias afectados por fallas temporales y permanentes. La confiabilidad del sistema depende de las técnicas de mitigación que utiliza la empresa, es decir, técnicas de mitigación eléctricas y no eléctricas. Por lo tanto, los datos históricos se pueden usar para cuantificar las mejoras y predecir las mejores ubicaciones para seccionar dispositivos para mejorar la confiabilidad. Agregar números de reconectores en ubicaciones óptimas puede reducir el SAIFI y el SAIDI, pero debería ser económicamente viable. La ubicación e instalación de una cantidad de reconectores automáticos, interruptores, interruptores de ruptura de carga y seccionadores, ya sean manuales o automáticos, ayuda a reducir la tasa de fallas, el tiempo de reparación y el tiempo de seccionamiento, lo que reduce directamente los impactos en el sistema cuando ocurre una falla. Las técnicas de mitigación aplicadas dependerán de la necesidad de la empresa, ya sea que desee reducir la tasa de fallas, el tiempo de reparación o ambos, o la duración de la interrupción (Cardozo Cabal, 2023).

Metodología

Existen muchos índices para medir la confiabilidad. Los más comunes se denominan SAIFI, SAIDI, CAIFI, CAIDI, MAIFI, CIII, ASAI definidos como:

Índice de duración promedio de interrupciones del sistema (SAIDI):

La medida de desempeño más utilizada para una interrupción sostenida es el Índice de Duración Promedio de Interrupción (SAIDI) del sistema. Este índice mide la duración total de una interrupción para el cliente promedio durante un período de tiempo determinado. El SAIDI normalmente se calcula mensual o anualmente. Sin embargo, también se puede calcular diariamente o para cualquier otro período de tiempo.

Para calcular SAIDI, cada una de las interrupciones durante el período de tiempo se multiplica por la duración de la interrupción para encontrar los minutos de interrupción del cliente. Luego se suman los minutos del cliente de todas las interrupciones para determinar el total de minutos del cliente. Para encontrar el valor SAIDI, los minutos-cliente se dividen por el total de clientes. La fórmula es,

$$\text{SAIDI} = \Sigma (r_i * N_i) / \text{NT}$$

Donde, r_i = Tiempo de restauración, minutos.

N_i = Número total de clientes interrumpidos

NT = Número total de clientes atendidos

Índice de tiempo promedio en interrupciones experimentadas por cliente (CAIDI):

Una vez que ocurre una interrupción, el tiempo promedio para restaurar el servicio se encuentra en el índice de duración promedio de interrupción del cliente (CAIDI). CAIDI se calcula de manera similar a SAIDI excepto que el denominador es la cantidad de clientes interrumpidos versus la cantidad total de clientes de servicios públicos. La fórmula para calcular el CAIDI es,

$$\text{CAIDI} = \Sigma (r_i * N_i) / \Sigma (N_i)$$

Donde, r_i = Tiempo de restauración, minutos.

N_i = Número total de clientes interrumpidos

Índice de frecuencia promedio de interrupciones del sistema (SAIFI):

El índice de frecuencia promedio de interrupciones del sistema (SAIFI) es el número promedio de veces que un cliente del sistema experimenta una interrupción durante el año (o período de tiempo en estudio). El SAIFI se encuentra dividiendo el número total de clientes interrumpidos por el número total de clientes atendidos. SAIFI, que es un número adimensional, es

$$SAIFI = \Sigma(N_i)/NT.$$

Donde, N_i = Número total de clientes interrumpidos

NT = Número total de clientes atendidos

$$SAIFI = SAIDI / CAIDI$$

Índice de frecuencia media de interrupciones del cliente (CAIFI):

Similar a SAIFI es CAIFI, que es el índice de frecuencia de interrupción promedio del cliente. El CAIFI mide el número medio de interrupciones por cliente interrumpido al año. Es simplemente la cantidad de interrupciones que ocurrieron dividida por la cantidad de clientes afectados por las interrupciones. El CAIFI es,

$$CAIFI = \Sigma(N_o) / \Sigma(N_i)$$

Donde, N_o = Número de interrupciones

N_i = Número total de clientes interrumpidos

Cliente interrumpido por índice de interrupción (CIII):

El índice de clientes interrumpidos por interrupción (CIII) proporciona el número promedio de clientes interrumpidos durante una interrupción. Es el recíproco de la CAIFI y es

$$CIII = \Sigma(N_i) / \Sigma(N_o).$$

Donde, N_o = Número de interrupciones

N_i = Número total de clientes interrumpidos.

Índice de frecuencia media de interrupción momentánea (MAIFI):

El MAIFI es el Índice de Frecuencia de Interrupciones Promedio Momentáneo y mide el número promedio de interrupciones momentáneas que experimenta un cliente durante un período de tiempo determinado. La mayoría de los sistemas de distribución solo registran

las interrupciones momentáneas en la subestación, lo que no tiene en cuenta los dispositivos montados en postes que podrían interrumpir momentáneamente a un cliente. MAIFI rara vez se utiliza para informar índices de distribución debido a la dificultad de saber cuándo ha ocurrido una interrupción momentánea. MAIFI se calcula sumando el número de operaciones del dispositivo (la apertura y el cierre se cuentan como un evento), multiplicando las operaciones por el número de clientes afectados y dividiendo por el número total de clientes atendidos.

$$\text{MAIFI} = \frac{\sum (\text{IDi} * \text{Ni})}{\text{NT}}$$

Donde, IDi = Número de operaciones del dispositivo interrumpido.

Ni= Número total de clientes interrumpidos.

NT= Número total de clientes atendidos.

Índice medio de disponibilidad de servicios (ASAI):

El Índice Promedio de Disponibilidad del Servicio (ASAI) es la relación entre el número total de horas de servicio que el cliente estuvo disponible durante un período determinado y el total de horas demandadas por el cliente. A esto a veces se le llama índice de confiabilidad del servicio. El ASAI generalmente se calcula mensualmente (730 horas) o anualmente (8.760 horas), pero se puede calcular para cualquier período de tiempo. El ASAI se encuentra como,

$$\text{ASAI} = [1 - (\sum(\text{ri} * \text{Ni}) / (\text{NT} * \text{T}))] * 100$$

Dónde,

T = Periodo de tiempo en estudio, horas.

ri = tiempo de restauración, horas

Ni = Número total de clientes interrumpidos

NT = Número total de clientes atendidos.

Datos considerados para la empresa Empagran en la ciudad de Guayaquil

NT = n° de instalación total = 114

Ni = n° de instalación interrumpida = 25

ri = duración de la interrupción = 2,36

No = número de interrupciones = 6

T = periodo de tiempo = 31*24 = 744

IDi = número de interrupción del funcionamiento del dispositivo = 1

Cálculos realizados:

$$SAIDI = \Sigma (ri * Ni) / NT = (2.36 * 25) / 114 = 0.517$$

$$CAIDI = \Sigma (ri * Ni) / \Sigma (Ni) = (2.36 * 25) / 25 = 2.36$$

$$SAIFI = \Sigma (Ni) / NT = (25 / 114) = 0,219$$

$$CAIFI = \Sigma (No) / \Sigma (Ni) = (6 / 25) = 0,24$$

$$CIII = \Sigma (Ni) / \Sigma (No) = (25 / 6) = 4,1667$$

$$MAIFI = \Sigma (IDi * Ni) / NT = (1 * 25) / 114 = 0,219$$

$$ASAI = [1 - (\Sigma(ri * Ni) / (NT * T))] * 100 = [1 - ((2.36*25) / (114*31*24))] * 100 = 99.93\%$$

La operación del sistema de energía

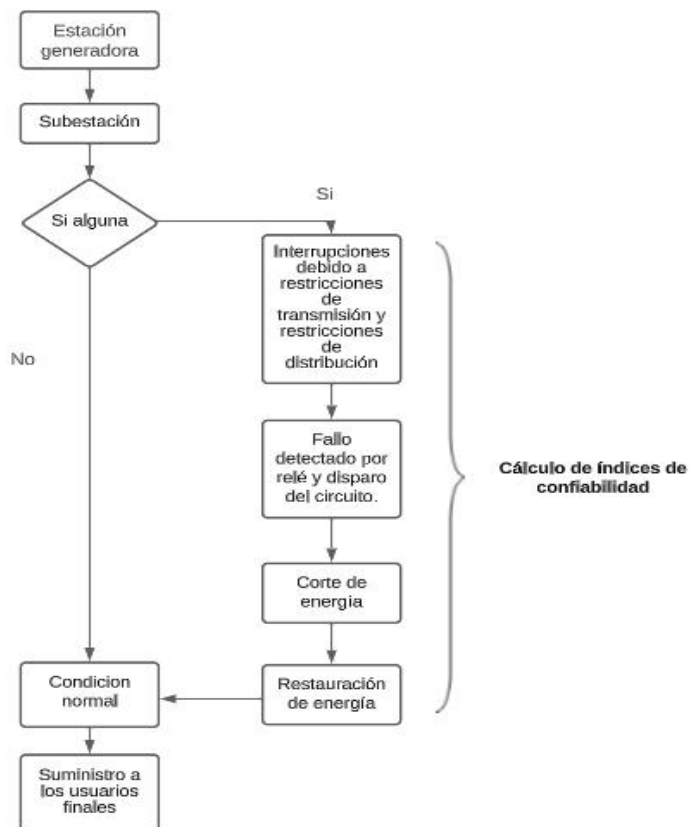
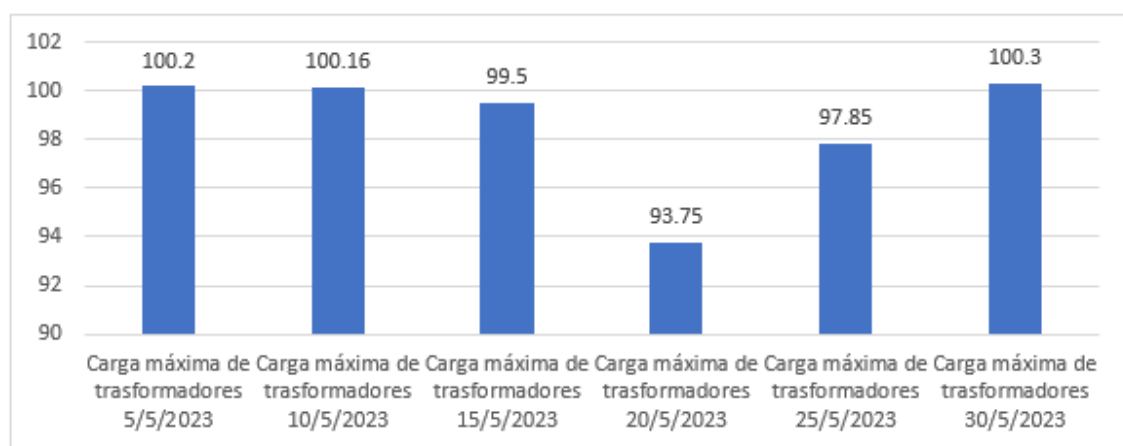


Ilustración 2 Diagrama de flujo de operación del sistema de energía.

Resultados y discusión

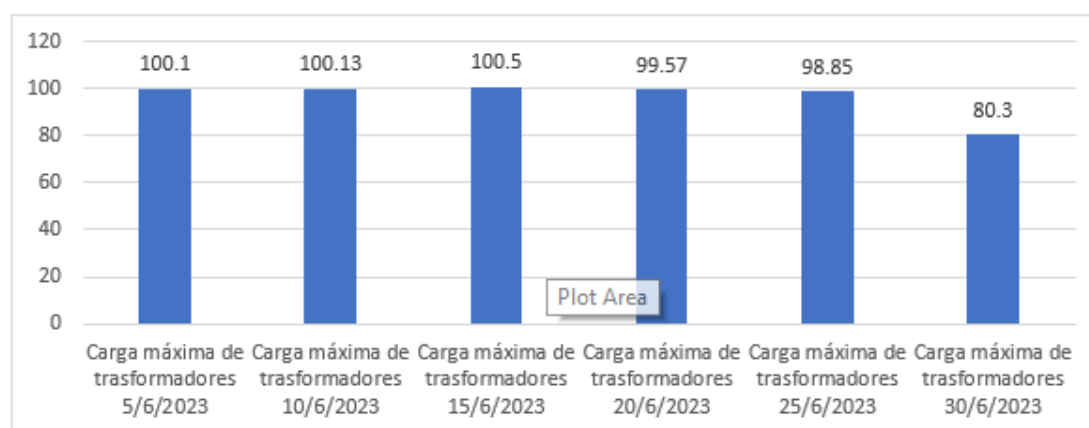
Análisis e interpretación de datos



Gráficos 1 Comparación de carga máxima de los transformadores principales del mes de Mayo.

Fuente: Departamento de mantenimiento de EMPRAGRAN

El gráfico 1 describe la carga máxima de los transformadores principales 1, 2 y 3 en el mes de mayo del 2023. Se puede observar que la carga máxima de los transformadores principales 1 y 2 en el mes de mayo del año uno es 100,16%, que es el máximo. Como el transformador 3 no se instaló en mayo, su carga se considera cero, que es mínima.



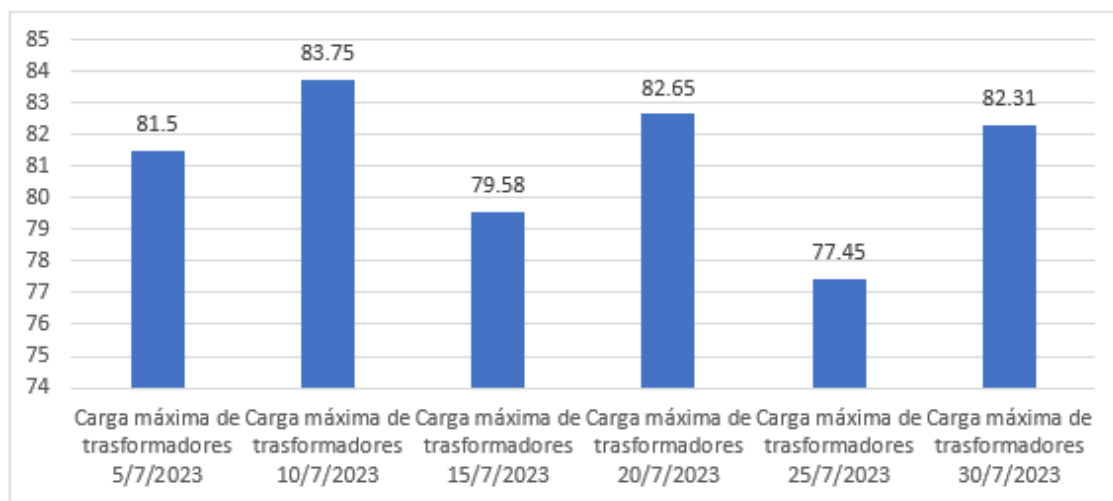
Gráficos 2 Comparación de carga máxima de los transformadores principales del mes de Junio.

Fuente: Departamento de mantenimiento de EMPRAGRAN

El gráfico 2 muestra la carga máxima de los transformadores principales 1, 2 y 3 en el mes de junio. Se observa que la carga máxima de los transformadores 1 y 2 en el mes de junio del año 2023 es 100,13%, que es el máximo. Como el transformador 3 se instaló el 27 de junio del 2023, disminuyó la carga máxima de los transformadores principales a un 80,3%.

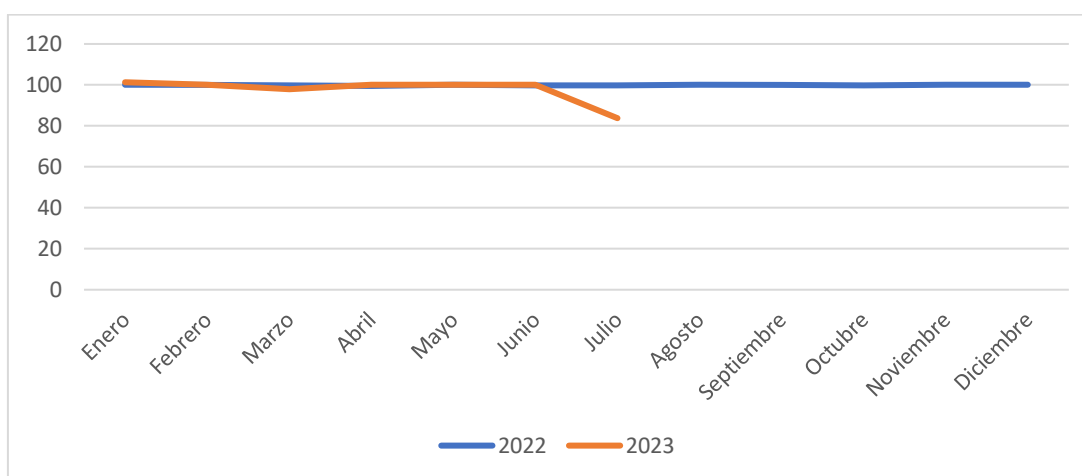
Gráficos 3 Comparación de carga máxima de los transformadores principales del mes de Julio.

Fuente: Departamento de mantenimiento de EMPRAGRAN



El gráfico 3 muestra la carga máxima de los transformadores 1, 2 y 3 en el mes de julio. Se puede observar que la carga máxima de los transformadores 1, 2 y 3 en el mes de julio del 2023 es del 83,75%, que es el máximo. Demostrando una disminución de la carga máxima general del sistema de distribución de la Empresa Empagran en la Ciudad e Guayaquil

Comparación de la carga máxima de los transformadores principales del 2022-2023



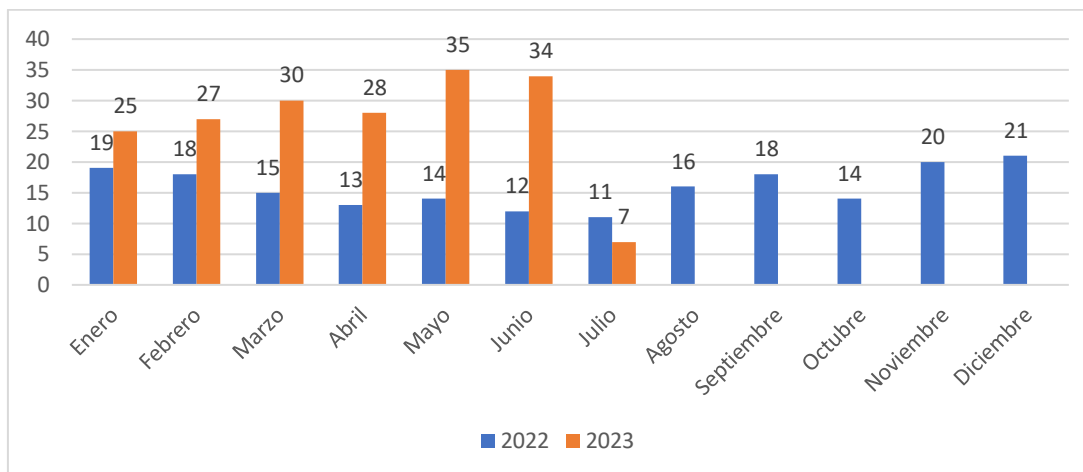
Gráficos 4 Comparación de la carga máxima de los transformadores principales del 2022-2023.

Fuente: Departamento de mantenimiento de EMPRAGRAN

Como se ve en el gráfico 4, la comparación de la carga máxima de los transformadores principales del 2022-2023, en el 2022 durante enero fue de 99,99%, febrero de 100%, marzo de 99,88%, abril de 99,95%, mayo de 99,94%, junio de 99,92%, julio de 99,92%, agosto de 99,98 %, septiembre de 100%, octubre de 99,71%, noviembre y diciembre de 99,97%. Durante el 2023 enero fue de 101,3%, febrero de 99,98%, marzo de 97,76%, abril de 100,2%, mayo de 100,16%, junio de 100,13%, julio de 93,75%. En general, la confiabilidad de la carga máxima de los transformadores principales en los seis primeros

meses del 2023 aumento en comparación con la del primer año, habiendo una disminución en el a partir de julio del año actual por la incorporación de un tercer transformador principal.

Comparación de la duración de los cortes de energía programados y no programados del 2022 -2023 (horas).



Gráficos 5 Comparación de la duración de los cortes de energía programados y no programados del 2022 -2023 (horas).

Fuente: Departamento de mantenimiento de EMPRAGRAN

Según el gráfico 5, la duración del corte de energía desde el 2022 hasta el 2023 se ha incrementado la cantidad de horas sin el servicio eléctrico en la empresa EMPRAGRAN, ya sea por cortes programados para darle mantenimiento al sistema de distribución, o causados por problemas dentro del mismo sistema, observándose una disminución en el mes de Junio del 2023, se considera que la incorporación del tercer transformador ha permitido, descongestionar el sistema de distribución eléctrica de la empresa.

Conclusiones

Tras el analice de las instalaciones del sistema eléctrico de la empresa EMPAGRAN ubicada en la ciudad de Guayaquil se detectaron varios problemas dentro del sistema de distribución eléctrico de la entidad, entre ellos se observó que la línea entrante se disparó en el respaldo por falla del relé de corriente y falla del relé de tierra, aconsejándole al departamento de mantenimiento de la empresa que se le debía realizar mantenimiento correctamente. La línea entrante se disparó en el relé de distancia y se le dio un mantenimiento adecuado para evitar causas de disparo.

Al realizar los índices para medir la confiabilidad SAIFI, SAIDI, CAIFI, CAIDI, MAIFI, CIII, ASAI al sistema de distribución eléctrica de la empresa se encontró que estaba

sobrecargado, y se indicó la necesidad e importancia de disminuir la carga máxima de los transformadores principales añadiendo 1 nuevo transformador a la red eléctrica de la empresa, disminuyendo la cantidad de horas sin servicio eléctrico y disminuyendo la cantidad de accidentes eléctricos en la empresa EMPAGRAN ubicada en la ciudad de Guayaquil.

Bibliografía

Alba, H. (2022). Las razones detrás de la Reforma constitucional en materia de electricidad 2021. *El Cotidiano*, 232(37), 33-47.

Amini Badri, A. (2023). Reliability Evaluation of Active Radial Distribution Systems Based on an Improved Classification Algorithm. *Engineering and Energy Management*, 10(3), 2-11.

Barrera, C. (2020). Métodos de Simulación de Armónicos en Sistemas Eléctricos de Potencia. *ITECKNE: Innovación e Investigación en Ingeniería*, 17(2), 73-82.

Barroso, A. (2022). Factibilidad de Energías Alternativas en la Generación de Electricidad en la Región Insular, Estado Nueva Esparta. *Tekhné*, 25(1), 9-9.

Calle Guaña, H. (2022). *Análisis de sobretensiones en la línea de extra alta tensión a 500 kv del sistema nacional interconectado de Ecuador mediante la herramienta de simulación Atp Draw*. Repositorio de la Universidad Técnica de Cotopaxi: <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/9270>

Cardozo Cabal, C. (2023). Revisión crítica de herramientas para monitoreo y gestión en transformadores de distribución ante la integración de recursos de energía distribuida. *Ingeniería*, 28(1).

Chamba, V. (2022). Regulación Primaria de Frecuencia Mediante Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano. *Revista Técnica energía*, 19(1), 13-21.

Ducura Valenzuela, A. (2020). Mitigación de perturbaciones en calidad de potencia en sistemas de distribución usando control distribuido. *Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica*.

- Herrera, M. (2022). Pronóstico de corto plazo del índice de precios al consumidor: Análisis del costo de electricidad en la Costa Caribe de Colombia. *INVENTUM*, 17(32), 32-41.
- Macias, Z. (2023). Detección y aislamiento de fallas en líneas de distribución empleando inteligencia artificial mediante la aplicación de redes neuronales artificiales. *Polo del Conocimiento*, 8(6), 93-99.
- Narváez, M. (2022). Indicadores de sostenibilidad urbana para la ciudad de Cuenca-Ecuador: Estrategias energéticas. *Polo del Conocimiento*, 7(9), 1296-1316.
- Saltos, V. (2022). Planificación Óptima de Recursos Energéticos Distribuidos para Mejorar la Resiliencia de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica frente a Desastres Naturales: Caso en Lahares Volcánicos. *Revista Técnica" energía"*, 2(18), 13-24.
- Santistevan, M. (2020). Órbita organizacional: análisis de su aplicación en la Corporación Nacional de Electricidad del Ecuador-CNEL-EP. *Revista Enfoques: Ciencia Política y Administración Pública*, 18(33), 2-22.
- Vargas-Arguedas, A. (2022). El aporte de los indicadores de falla a las redes eléctricas inteligentes. *Revista Electrónica Calidad en la Educación Superior*, 13(2), 149-167.

Lunes, 25 de septiembre del 2023

Señores

Allan Omar Palacios Guzmán

Kenneth Josué Solorzano Córdova

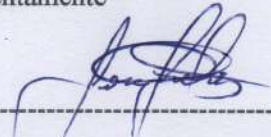
Universidad Politécnica Salesiana

Asunto: Autorización para realizar el artículo científico en la empresa "Empagran"

Reciban un cordial saludo

Yo José Alberto Palacios en calidad de representante legal, me permito autorizar dentro de nuestra organización el uso de los datos correspondientes para su investigación "Mejoramiento de la confiabilidad del sistema de distribución de la empresa empagran en la ciudad de guayaquil", con fines meramente académicos en la cual se aplicarán los conocimientos vistos en la carrera de Ingeniería Eléctrica.

Atentamente



Ing. José Alberto Palacios.

Jefe de mantenimiento

0909706400

