

Evaluación de confiabilidad operativa en un alimentador eléctrico de distribución

César Augusto Taday Álvarez
<https://orcid.org/0009-0000-5867-7637>
ctaday@eersa.com.ec
Empresa Eléctrica Riobamba
Riobamba-Ecuador

Mauricio Eduardo Mullo Pallo
<https://orcid.org/0009-0004-4228-4344>
mauricio.mullo@utc.edu.ec
Universidad Técnica de Cotopaxi
Latacunga-Ecuador

Mauro Stalin Castro Yánez
<https://orcid.org/0009-0001-0207-6012>
scastro@eersa.com.ec
Empresa Eléctrica Riobamba
Riobamba-Ecuador

Carlos Daniel Mejía Banda
<https://orcid.org/0009-0001-5681-6848>
dmejia@eersa.com.ec
Empresa Eléctrica Riobamba
Riobamba-Ecuador

Autor de correspondencia: mauricio.mullo@utc.edu.ec

Recibido (29/06/2024), Aceptado (27/07/2024)

Resumen: En este trabajo se analizaron las opciones de repotenciación, reconfiguración y transferencia automática de carga que puede tener un alimentador. El estudio se realizó desde la cabecera de una subestación de distribución, usando el aplicativo CYMDIST, a través del cual se determinaron la tasa de fallas, el tiempo de reparación, así como los índices de disponibilidad e indisponibilidad. Mediante el módulo "Reliability Analysis" del software CYMDIST, se obtienen los índices de confiabilidad orientados al consumidor, permitiendo identificar una reconfiguración y la ruta óptima en un tiempo de análisis razonable. Los principales resultados muestran que el tiempo de reparación debe ser menor que el de maniobra para la reconexión. También fue posible definir las condiciones de aseguramiento de funcionamiento adecuado antes y después de la falla, así como la ubicación de los equipos de reconexión automática y el sistema de comunicación utilizado.

Palabras clave: confiabilidad, transferencia de carga, tasa de falla.

Evaluation of operational reliability in an electrical distribution feeder

Abstract: This work analyzes the options for repowering, reconfiguration, and automatic load transfer that a feeder can have. The study was carried out from the head of a distribution substation using the CYMDIST application, through which the failure rate, repair time, and availability and unavailability indices were determined. Using the "Reliability Analysis" module of the CYMDIST software, consumer-oriented reliability indices are obtained, allowing a reconfiguration and the optimal path to be identified in a reasonable analysis time. The main results show that the repair time should be shorter than the maneuvering time for reconnection. It was also possible to define the conditions for ensuring proper operation before and after the fault, the location of the automatic reconnection equipment, and the communication system used.

Palabras clave: reliability, load transfer, failure rate.

I. INTRODUCCIÓN

La electricidad es un servicio esencial para el desarrollo de la sociedad y la economía, constituyendo un sector estratégico que experimenta un crecimiento continuo. En este sentido, resulta imperativo que los usuarios cuenten con un suministro eléctrico ininterrumpido las 24 horas del día. De manera, que, en el caso de presentarse alguna interrupción en el sistema, esta debe ser solucionada en el menor tiempo posible para minimizar el impacto [1]. De esta manera, la fiabilidad en el suministro de electricidad se refiere a la capacidad del sistema para satisfacer de manera continua la demanda energética del consumidor, manteniendo los estándares de calidad requeridos [2].

Actualmente, el avance de la tecnología ha enfatizado la importancia de restablecer el servicio de energía eléctrica lo antes posible, asegurando que este proceso no cause daños a los usuarios finales de las empresas distribuidoras de energía eléctrica [3]. Estas empresas son responsables de identificar los tipos de fallas que se producen en un sistema de distribución, lo que permite implementar mejoras que reduzcan el tiempo de restablecimiento del servicio. Para lograrlo, se han desarrollado y adoptado tecnologías avanzadas de monitoreo y diagnóstico en tiempo real, que permiten detectar fallas de manera más precisa y rápida.

Además, la automatización de los sistemas de distribución ha facilitado la implementación de respuestas inmediatas ante interrupciones, reduciendo significativamente el tiempo de inactividad. Esto no solo mejora la satisfacción del cliente, sino que también contribuye a la estabilidad del sistema eléctrico en general [4]. De esta forma, se garantiza que las empresas distribuidoras puedan ofrecer un servicio más confiable y eficiente, alineado con las crecientes demandas y expectativas de la sociedad moderna.

Para que un sistema eléctrico cumpla con un suministro estable, es fundamental que se adhiera a varios estándares de calidad que aseguren la eficiencia, confiabilidad y seguridad del servicio ofrecido a los usuarios. Por una parte, es crucial que el sistema mantenga una tensión adecuada y constante dentro de los límites establecidos por las normativas vigentes. Además, la fluctuación de la tensión puede causar daños a los equipos conectados y afectar la calidad de vida de los usuarios, por lo que la regulación del voltaje es esencial para evitar cortes o sobrecargas [5]. Otro aspecto importante es la frecuencia del suministro, que debe permanecer estable, generalmente en 50 o 60 Hz, dependiendo de la región. Así, las desviaciones en la frecuencia pueden indicar problemas de balance entre la generación y la demanda de electricidad, lo cual puede derivar en apagones o fallas en el sistema. De manera que, la estabilidad de la frecuencia es, por tanto, un indicador clave de la salud del sistema eléctrico.

Además, el índice de interrupciones debe ser minimizado, y para ello, es necesario contar con una infraestructura robusta que pueda resistir factores externos como el clima, y con un sistema de mantenimiento preventivo que identifique y resuelva posibles fallas antes de que estas afecten el suministro [6]. Por tanto, cuando ocurren las interrupciones, deben ser gestionadas de manera eficiente, asegurando un restablecimiento rápido y minimizando el impacto en los usuarios. Por otra parte, la calidad del servicio también se mide por la capacidad del sistema para manejar picos de demanda sin comprometer la estabilidad. Esto implica no solo una generación suficiente, sino también una red de distribución capaz de transportar la electricidad de manera eficiente desde las plantas de generación hasta los puntos de consumo. La planificación y la inversión en infraestructura, junto con la adopción de tecnologías modernas como redes inteligentes y sistemas de almacenamiento de energía, son fundamentales para cumplir con estos estándares de calidad.

II. DESARROLLO

En los países desarrollados, las regulaciones para asegurar el servicio eléctrico están altamente estructuradas y se basan en estrictos estándares de calidad y seguridad que son monitoreados y ajustados continuamente para garantizar un suministro eficiente y confiable. En Estados Unidos, por ejemplo, la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC, por sus siglas en inglés) es la principal entidad que regula la transmisión y venta de electricidad a nivel interestatal [7]. Además, el Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (NIST) establece lineamientos para asegurar la estabilidad y resiliencia del sistema eléctrico frente a diversas contingencias, incluyendo ataques cibernéticos y desastres naturales.

En Europa, la Unión Europea juega un papel crucial en la regulación del sector eléctrico, estableciendo directivas que los países miembros deben seguir. Estas regulaciones están orientadas a crear un mercado energético integrado que no solo garantice la seguridad del suministro, sino que también promueva la eficiencia energética y el uso de energías renovables [8]. Alemania, por ejemplo, tiene una de las redes eléctricas más avanzadas del mundo, con regulaciones que fomentan la descentralización de la generación eléctrica a través de la integración de fuentes renovables, todo bajo un marco regulatorio que exige altos niveles de fiabilidad y calidad en el servicio [9].

Japón, por su parte, ha implementado regulaciones muy estrictas tras el desastre de Fukushima en 2011 [10]. Las normativas japonesas ahora incluyen requerimientos para la seguridad de las plantas nucleares, la diversificación de fuentes de energía y la modernización de la infraestructura eléctrica para soportar eventos sísmicos [11]. Esto garantiza no solo la continuidad del servicio, sino también la protección de la población y del medio ambiente.

Al observar América Latina, las regulaciones en torno al servicio eléctrico varían considerablemente de un país a otro, reflejando las diferencias en desarrollo económico, infraestructura y prioridades gubernamentales. En Brasil, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) [12] es la encargada de regular y supervisar el sector, con un enfoque en garantizar la expansión de la cobertura eléctrica en un país vasto y con gran diversidad geográfica. ANEEL también promueve la competitividad en el mercado eléctrico y establece estándares de calidad que las distribuidoras deben cumplir para asegurar un suministro estable y seguro.

México, tras la reforma energética de 2013, ha trabajado en la creación de un mercado eléctrico mayorista y ha fortalecido su marco regulatorio con el objetivo de atraer inversión y mejorar la calidad del servicio. La Comisión Reguladora de Energía (CRE) [13] supervisa este mercado y establece las reglas que deben seguir tanto las empresas privadas como las estatales para operar de manera segura y eficiente.

En países como Argentina y Colombia, las regulaciones se enfocan tanto en la modernización de la infraestructura como en la expansión del acceso a la electricidad en áreas rurales. En Argentina, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) [14] establece normas para garantizar la calidad del servicio y la protección de los derechos de los consumidores. Colombia, por su parte, a través de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) [15], promueve la eficiencia y la cobertura del servicio, mientras enfrenta desafíos relacionados con la topografía y el conflicto interno que han afectado la infraestructura eléctrica en el pasado.

A. La electricidad en el contexto ecuatoriano

En el contexto ecuatoriano se debe mencionar que las regulaciones que solicita el ARCERNNER [16], [17] implican que los índices del TTIK y FMIK no deben ser elevados. Además, se ha visto que las fallas son más propensas en sistemas de distribución, esto quiere decir que representa un costo económico representativo si se tienen a varios usuarios sin servicio durante un tiempo considerable [18]. En consecuencia, es crucial que las empresas de distribución eléctrica en Ecuador implementen estrategias de mantenimiento preventivo y correctivo que minimicen la probabilidad de fallos en el sistema. Esto no solo permitirá cumplir con las regulaciones del ARCERNNER respecto a los índices TTIK y FMIK, sino que también reducirá los costos asociados a interrupciones prolongadas del servicio eléctrico. La inversión en tecnologías de monitoreo en tiempo real y la capacitación continua del personal técnico son fundamentales para asegurar la estabilidad y confiabilidad de la red de distribución.

Por otro lado, es necesario que las políticas públicas y las normativas de regulación energética en Ecuador sigan evolucionando para incentivar la mejora continua en la gestión de los sistemas de distribución eléctrica. La adopción de estándares internacionales y la promoción de la innovación tecnológica pueden contribuir significativamente a mejorar los índices de calidad del servicio. Además, el enfoque en la sostenibilidad y la resiliencia del sistema eléctrico será clave para enfrentar los desafíos futuros, como el crecimiento de la demanda y los impactos del cambio climático.

Por lo expuesto, en este trabajo se busca establecer una mejoría en los índices de calidad del suministro eléctrico, como el TTIK y el FMIK, en la Empresa Eléctrica Riobamba S.A, buscando diferentes alternativas que permitan una respuesta rápida y eficiente ante fallas, reduciendo tanto el tiempo de interrupción como el número de usuarios afectado, que tendrán como resultados la disminución de pérdidas técnicas y económicas a la empresa. Con esto también se busca que las frecuencias de interrupciones deben ser bajas, para esto se debe contar con alimentadores principales y un sistema eléctrico con las protecciones calibradas, además contar con equipos de transferencia, y sobre todo respetar las franjas de servicio de estos alimentadores los cuales se deben encontrar libres de vegetación.

III. METODOLOGÍA

En los últimos años las redes eléctricas de distribución del alimentador A1500130T03 se ven afectadas por la falta de repotenciación, reconfiguraciones y condiciones adecuadas de operación de este, lo que provoca el alto índice de los valores de FMIK y TTIK, por tal motivo se ha seleccionado este alimentador para su respectiva evaluación y de esta manera aportar a la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. con el estudio planteado.

Para realizar el respectivo modelamiento de la red se consideraron los diferentes parámetros que a continuación se detallan:

1. Distancia del Alimentador
2. Carga del alimentador
3. Calibre de los conductores del alimentador
4. Configuración del alimentador (Trifásico o monofásico)

Estos parámetros fueron los primordiales para la simulación y reconfiguración del alimentador 1500130T03 de la subestación Alao, para la propuesta realizada se consideró utilizar el software CYMDIST, con licencia de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. de 64 bits, debido a la flexibilidad y a todas las ventajas que proporciona como: velocidad de resolución, estudios técnicos, protecciones y entre otras ventajas.

Además, se realizó el análisis de confiabilidad del sistema de distribución de la subestación Alao, una vez definidas y teniendo claro las posibles causas de falla (tabla 1) en la troncal del alimentador 1500130T03 de la subestación Alao, se realizaron simulación de flujos en el software CYMDIST, a fin de tomar decisiones que ayuden a mejorar la confiabilidad en el sistema. En la tabla 1 se detalla una clasificación general de las interrupciones que se presentan en un sistema de distribución, las mismas que se deben tomar en cuenta ciertos criterios para facilitar el análisis de confiabilidad.

Tabla 1. Tipos de interrupciones en un sistema de distribución.

Clasificación	Tipo	Denominación
Duración	Momentánea	Son menores o iguales a 3 minutos.
	Sostenida	Son mayores a 3 minutos.
Origen	Interna	Falla dentro del sistema de distribución.
	Externa	Falla que se presenta fuera del sistema.
Causas	Forzada	Por: reparación, mantenimiento, mejoramiento, ampliación, maniobra.
	Programada	Por: mejoramiento, ampliación, maniobra, suministro.

IV. RESULTADOS

El alimentador 1500130T03 de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. pertenece a la subestación Alao (detalles generales en la tabla 2), misma que se encuentra ubicada en la parroquia de Pungala perteneciente al cantón Riobamba, recorriendo aproximadamente unos 20,90 Km, cabe mencionar que abastece a toda la carga del cantón Chambo con un aproximado de 9349,5 KVA, su trayectoria es principalmente por la parroquia Licto hasta llegar a la zona de mayor demanda que es en los barrios y comunidades del cantón, cabe mencionar además el nivel de voltaje es de 13,8 kV en sistema trifásico y en monofásico es de 7,9 kV.

Tabla 2. Datos generales de la subestación Alao.

S/E	Alimentador	Longitud (km)	Número de Usuarios	Potencia (KVA)	FP
13	A1500130T01	13,082	4364	4626	1
	A1500130T02	10,962	1744	1923	0,99
	A1500130T03	13,957	4746	9152	0,97

Dentro de los acontecimientos más relevantes se pudo apreciar que las interrupciones por causas desconocidas, condiciones climáticas y por vegetación constituyen el 43%, 21% y 11% respectivamente, siendo las más representativas para el sistema. En la Tabla 3 se clasifican los datos de fallas pertenecientes a los tres alimentadores de la subestación Alao, además se obtiene el total de fallas siendo el alimentador 1500130T03 el que más fallas ha incidido.

Tabla 3. Fallas en los tres alimentadores de la subestación Alao.

Nombre del alimentador	Total, de fallas	Tiempo de fallas (h)	Carga que sale (MW)	Total, de usuarios sin servicio
A1500130T01	3	9,217	4,44096	4364
A1500130T03	6	35,15	8,84608	4746
A1500130T02	1	1,546	1,78592	1744

A. Índices de calidad de servicio técnico

En la Tabla 4 se describen los índices FMIK y TTIK de los tres alimentadores primarios de la subestación Alao de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., en donde se visualiza que no cumplen con lo establecido con la regulación del ARCERNR 0004/01.

Tabla 3. Fallas en los tres alimentadores de la subestación Alao.

Alimentadores S/E 13	FMIK	TTIK
A1500130T01	8,5	12,573
A1500130T03	13,12	17,98
A1500130T02	10,27	16,876

B. Índices de confiabilidad referidos a consumidores

El análisis de confiabilidad reveló los efectos de las pérdidas que se originan cuando falla el suministro de energía a los consumidores finales, las cuales en ocasiones van más allá de lo que se deja de producir. En la Figura 1 se aprecia la troncal principal del alimentador 1500130T03 con sus respectivas distancias en kilómetros, para este estudio se consideraron 4 nodos donde se detalla la carga y la cantidad de usuarios conectados.

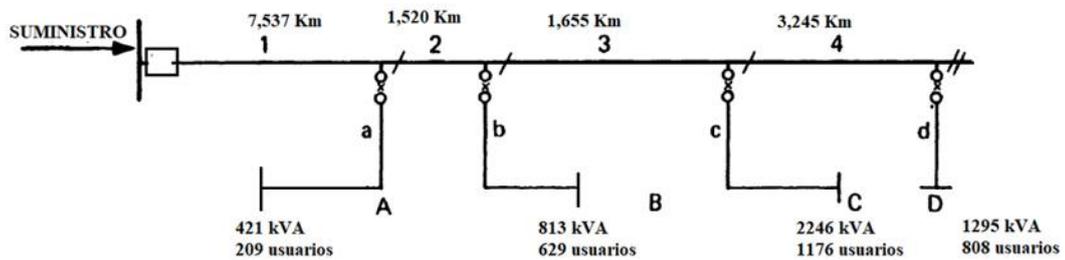


Fig 1. Nodos de Interrupciones en el A1500130T03

Se observó que los alimentadores presentan diferentes niveles de confiabilidad y disponibilidad, reflejados en los indicadores de tasas de fallos (λ), tasas de reparación (μ), y métricas como el MTTF (Mean Time To Failure) y el MTTR (Mean Time To Repair). El alimentador A1500130T02 destaca por tener la menor tasa de fallos ($\lambda = 0,00018$ h/año) y el mayor MTTF (5666,23 h), lo que sugiere que es el más confiable, ya que tiene un mayor tiempo medio antes de una falla. Por otro lado, el alimentador A1500130T03 tiene la mayor tasa de fallos ($\lambda = 0,00401$ h/año) y el menor MTTF (249,22 h), indicando que es menos confiable y requiere reparaciones con mayor frecuencia. Sin embargo, todos los alimentadores muestran un nivel de disponibilidad (A) del 90%, lo que sugiere que, a pesar de las diferencias en la frecuencia de fallas, el tiempo promedio para repararlas es suficientemente corto como para mantener una alta disponibilidad del servicio. Esto indica que los sistemas de reparación y mantenimiento son eficientes, minimizando el impacto de las fallas en el servicio.

C. Análisis del alimentador 1500130T03 en estado actual

Para el análisis actual del alimentador 1500130T03 de la subestación Alao se tomó información del software CYMDIST de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. Se observó que luego de realizar una corrida de flujo de carga se aprecia la zona crítica del alimentador, que se debe considerar el dimensionamiento del calibre del conductor en el centro del cantón Chambo para de esta manera mejorar los niveles de voltaje en los tramos finales del alimentador.

Se pudo apreciar que las fases A, B y C experimentan diferentes grados de condiciones anormales, como sobrecarga, subtensión y sobretensión. En términos de sobrecarga, la fase C presenta el mayor número de incidentes (57 conteos) con un peor caso de 433,77%, lo que indica una sobrecarga significativa y recurrente en esta fase. La fase B, aunque tiene menos eventos de sobrecarga (9 conteos), muestra un peor caso aún más elevado (551,09%), sugiriendo que cuando ocurre una sobrecarga en esta fase, es particularmente severa. La fase A también enfrenta sobrecargas, pero en menor cantidad (12 conteos) y con un peor caso de 396,03%.

En cuanto a la subtensión, la fase C es la única que experimenta este tipo de condición anormal con 15 eventos, alcanzando un peor caso de 94,15%, mientras que las fases A y B no registran incidentes de subtensión. Esto sugiere que la fase C es más susceptible a caídas de tensión, lo que podría afectar la estabilidad del suministro eléctrico en esta fase. Por otra parte, la sobretensión no parece ser un problema significativo, ya que todas las fases registran valores muy cercanos al 100%, lo que indica que las fluctuaciones de tensión por encima del nivel nominal son mínimas y no representan un riesgo considerable para el sistema en su conjunto. Sin embargo, es importante monitorear continuamente estas condiciones para evitar posibles daños en la infraestructura eléctrica y asegurar la calidad del suministro.

Los costos anuales de las pérdidas del sistema muestran que las pérdidas en las líneas y las pérdidas en vacío del transformador son las más significativas, representando la mayor parte del costo total. Específicamente, las pérdidas en las líneas suman 28,22 kW, lo que equivale a 247,19 MW-h/año y un costo anual de 7,42 k\$, mientras que las pérdidas en vacío del transformador alcanzan 22,96 kW, 201,17 MW-h/año, con un costo de 6,04 k\$/año. Estas dos categorías juntas representan un 75% del total de las pérdidas en términos de costos anuales.

Las pérdidas de carga del transformador también son notables, con 12,84 kW, 112,5 MW-h/año, y un costo de 3,38 k\$/año, lo que sugiere que el transformador contribuye significativamente tanto en pérdidas de carga como en vacío. Por otro lado, las pérdidas en los cables y otras pérdidas son relativamente menores, con costos anuales de 0,04 k\$ y 0,98 k\$ respectivamente, indicando que su impacto en el costo total de las pérdidas es reducido.

En total, el sistema enfrenta pérdidas por 67,9 kW, que equivalen a 594,82 MW-h/año y un costo de 17,84 k\$/año. Este análisis sugiere que, para reducir los costos asociados con las pérdidas del sistema, se debería priorizar la optimización de las líneas y el transformador, especialmente enfocándose en la reducción de pérdidas en vacío y en carga del transformador, así como en mejorar la eficiencia de las líneas de distribución.

D. Perfiles de voltaje

El análisis de las mediciones en el Poste 126952 revela variaciones en los niveles de voltaje entre las fases A, B y C a lo largo del tiempo. A las 17:00, la fase C presenta el voltaje más alto (7,98 kV), seguida por la fase B (7,82 kV) y la fase A (7,56 kV). Esto sugiere que, en este momento, la fase C está más cargada o presenta menor resistencia en comparación con las otras fases. Por otra parte, a las 20:00, se observa una disminución en los voltajes en todas las fases. La fase C sigue siendo la de mayor voltaje (7,72 kV), mientras que la fase A cae a 7,20 kV, lo que indica una reducción más significativa en comparación con las otras fases. La fase B también muestra una disminución (7,57 kV), pero no tan pronunciada como la fase A.

El flujo de potencia, que es un promedio o una medición global del voltaje durante un intervalo de tiempo, refleja que la fase C mantiene el nivel de voltaje más alto (7,77 kV), seguido por la fase B (7,39 kV) y la fase A (7,31 kV). Estas mediciones sugieren que existe un desequilibrio en la distribución del voltaje entre las fases, con la fase C consistentemente presentando los valores más altos. Esto podría indicar una distribución de carga desigual, lo que podría requerir ajustes para equilibrar las cargas y asegurar una operación más eficiente del sistema eléctrico. Además, la caída de voltaje observada a las 20:00 podría estar relacionada con un aumento en la demanda o con la condición de la red en ese momento específico, lo que también debería ser analizado para optimizar el rendimiento del sistema.

E. Simulación Método Monte Carlo

Dentro del algoritmo a utilizar se plantea el método de Monte Carlo el cual es generar números aleatorios, consecuentemente tiempos aleatorios de fallas de los elementos del alimentador 1500130T03, dado que ha presentado un valor elevado, es aquí donde se genera estados de operación que determine índices de confiabilidad del sistema de distribución de la EERSA. En la Tabla 10 se aprecian los índices de confiabilidad referidos a los usuarios, tanto valores calculados como simulados. Además, que una reconexión mejora los tiempos en los cuales las cargas y los usuarios estuvieron fuera de servicio, mejorando los tiempos de interrupción, la energía no suministrada, la nueva ruta está considerada como la óptima para nuestro sistema eléctrico de distribución.

El análisis de confiabilidad del alimentador 1500130T03 mostró una comparación entre los valores calculados y simulados de varios índices clave de desempeño. La cercanía entre los valores calculados y simulados sugirió que los modelos de simulación utilizados fueron precisos y reflejaron de manera confiable el comportamiento real del alimentador. Por una parte, el SAIFI (Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones del Sistema) calculado fue de 1,173, mientras que el simulado fue de 1,123, lo que indicaba que, en promedio, un usuario experimentaba poco más de una interrupción al año. La diferencia mínima entre ambos valores sugirió que la frecuencia de interrupciones estuvo bien modelada.

En cuanto al CAIFI (Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones por Usuario Afectado), los valores calculados (1,17) y simulado (1,163) fueron muy cercanos, lo que indicaba que, en promedio, los clientes afectados por interrupciones experimentaban aproximadamente 1,17 eventos de interrupción al año. Esto reflejaba una distribución equilibrada en las interrupciones entre los usuarios afectados. Además, el SAIDI (Índice de Duración Promedio de Interrupciones del Sistema) calculado fue de 2,48 horas y el simulado de 2,44 horas, lo que indicaba que el tiempo promedio de interrupción por usuario fue de aproximadamente 2,5 horas al año, reflejando una adecuada estimación del tiempo total de interrupciones en el sistema.

El CAIDI (Índice de Duración Promedio de Interrupciones por Usuario Afectado) mostró una ligera variación entre los valores calculado (2,479 horas) y simulado (2,345 horas). Esto sugirió que, en promedio, la duración de las interrupciones para los usuarios afectados fue de alrededor de 2,4 horas, con una ligera subestimación en el modelo simulado. De esta manera, tanto los índices ASAI (Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio) como ASIDI (Índice de Duración Promedio de Interrupciones del Sistema) reflejaron valores cercanos entre sí: el ASAI calculado fue de 2,46 y el simulado de 2,322, mientras que el ASIDI calculado fue de 0,341 y el simulado de 0,333. Esto indicaba una alta disponibilidad del servicio y una baja duración total de interrupciones en el sistema, con ligeras diferencias que pudieron atribuirse a variaciones en las condiciones simuladas.

De esta manera, el ENS (Energía No Suministrada) presentó valores calculados (1.341,089 MWh) y simulado (1.341,012 MWh) prácticamente idénticos, lo que reforzó la precisión del modelo en cuanto a la energía no suministrada debido a interrupciones. En general, la similitud entre los valores calculados y simulados en todos los índices indicó que el modelo de simulación fue confiable y pudo ser utilizado para prever el comportamiento del alimentador bajo diferentes escenarios. Las pequeñas discrepancias observadas podrían haberse analizado más a fondo para perfeccionar el modelo, aunque no parecían significativas en términos prácticos.

F. Reconfiguración del alimentador 1500130T03 y sus derivaciones

Una opción para mejorar los niveles de voltaje en este alimentador y disminuir el número de fallas es repotenciar la troncal principal con conductor de aluminio ACSR # 3/0 para las fases y para el neutro un ACSR # 1/0 AWG como mínimo, también se ha considerado mover la red a la vía lo que implica construir un nuevo troncal a lo largo de 1 km.

Una alternativa adicional para mejorar la calidad del servicio en el cantón Chambo es transferir parte de la carga a un alimentador que se encuentre en condiciones de acaparar esta potencia, el alimentador apropiado es el 1500030T01 de la subestación No. 3 (Parque Industrial) que se encuentra ubicada en la ciudad de Riobamba, además se propone el ingreso en paralelo para poder realizar transferencia de carga en caso de alguna falla permanente que no pueda ser reparada desde el centro de control y la misma que tenga que ser intervenida por los móviles de operación y mantenimiento de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.

G. Valores de FMIK y TTIK propuestos

Se observó que los valores de FMIK y TTIK se reducen notablemente cuando se agrega una fuente de energía con un *reconector* normalmente abierto, comparando los resultados con los obtenidos previamente en el caso inicial los mismos que se muestran en la tabla 5 es claro que los valores en el alimentador 1500130T03 se reduce a un 40 % y 63% respectivamente. Adicional, si se compara entre los dos sistemas de distribución se aprecia que la duración de las interrupciones disminuye, así como los índices orientados al consumidor final, es clara la disminución de los indicadores, el caso más relevante se da en el SAIDI donde se reduce en un 69% del valor inicial.

CONCLUSIONES

- De los resultados obtenidos se puede decir que el sistema al tener una interconexión normalmente abierta presenta una mejor confiabilidad producto de la existencia de un sistema mallado (parcialmente). Además, la reducción de la energía no suministrada obtenida mediante la ubicación de re conectores automáticos es decreciente.
- Los índices orientados a los clientes disminuyen al realizar los cálculos y simulación con una fuente alterna que en este caso es el alimentador 1500030T01 de la subestación Parque Industrial. Por otro lado, al realizar la incorporación de la transferencia de carga se observa una mejora los indicadores referidos al consumidor de un 40 al 63%.
- La simulación en CYMDIST del alimentador 1500130T03, estableció los puntos para situar de manera estratégica los re conectores automáticos, al realizar la incorporación el costo de interrupción disminuye, esto hace encontrar el equilibrio entre la inversión que se realiza y el beneficio que se tiene al disminuir la energía no suministrada.
- Inicialmente se evaluó los índices de confiabilidad de los tres alimentadores de la subestación Alao, con la finalidad de determinar al menos confiable, donde el 1500130T03 presenta valores elevados de FMIK y TTIK por causas desconocidas con un 43% seguido de las climáticas en un 21%.

REFERENCIAS

- [1] S. Reyes, F. Morales, L. Garcia, y J. Pezoa, "Ubicación óptima de reconectores en sistemas de distribución para minimizar la frecuencia media de interrupciones," *Ingeniare*, 2009.
- [2] C. Orbe, "Localización óptima de reconectores con criterios de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución radial," 2010.
- [3] E. Franco, "Automatización del Restablecimiento del SEE para circuitos pertenecientes a un sistema de distribución local," 2014.
- [4] C. Calderon-Cordova, M. Chavez, J. Espinoza, A. Jimenez, J. Quito, L. Salazar, y C. Ramirez, "System of monitoring and automation of a rural pumping system, based on WSN and PLC," en 2018 13th Iberian Conference on Information Systems and Technologies (CISTI), Cáceres, España, 2018, pp. 1-7.
- [5] G. M. dos Santos Pereira, A. N. Tabata, L. C. Siebert, C. C. Durce, y R. Kowaltschuk, "Analysis of undervoltage load shedding by conservation voltage reduction," en 2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE), Niterói, Brasil, 2018, pp. 1-6.
- [6] G. A. G. Mercado y J. W. G. Sanchez, "Optimization of reclosers placement in distribution networks to improve service quality indices," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 20, no. 2, pp. 241-249, 2021.
- [7] L. A. Trellez, "Arancia-Corn Products SA de CV: cogeneration plant in San Juan del Rio," 1999.
- [8] S. G. Lambea, "Residential nzeb in southern Europe: analysis and optimization of the parameters related to air ventilation systems to reduce air conditioning energy demand," Doctoral dissertation, Universidad de Zaragoza, 2017.
- [9] A. G. Sanchez, A. M. Rizzato Ledo, G. Bärwaldt, y M. G. Molina, "Análisis regional de la red eléctrica de Alemania en relación con la creciente penetración de generación solar fotovoltaica distribuida," *Revista de Ciencia y Tecnología*, no. 18, pp. 21-27, 2012.
- [10] T. Ribault y C. Lévy, "Catastrophes du 11 mars 2011, désastre de Fukushima: fractures et émergences," *printempsété*, no. 47, 2012.
- [11] Y. Tokoro, "Mexico and Japan: Prospects for the Economic Partnership Accord," *Economía UNAM*, vol. 3, no. 7, pp. 47-68, 2006.
- [12] C. M. D. Castro, "Public hearings as a tool to improve participation in regulatory policies: case study of the National Agency of Electric Energy," *Revista de administração Pública*, vol. 47, pp. 1069-1087, 2013.
- [13] R. Monteforte, "Commission ushers in new era in Mexican gas industry," *Oil and Gas Journal*, vol. 96, no. 14, 1998.
- [14] P. E. Issouribehere y G. A. Barbera, "Criteria for the assignment of responsibilities for disturbances between Utility and load in distribution networks," en CIREN 2005-18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Turín, Italia, 2005, pp. 1-4.
- [15] D. Harbord y M. Pagnozzi, "Review of Colombian auctions for firm energy," Report commissioned by the Colombian Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2008.
- [16] L. Quisimalin, "Predicción de la Demanda Eléctrica en Barra de 69 kV del Sistema Eléctrico de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.," 2017.
- [17] ARCERNNR, "Regulación No. ARCERNNR-002_20," 2022. [En línea]. Disponible en: https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/12/Regulacion-No.-ARCERNNR-002_20-Calidad-de-Distribucion.pdf.
- [18] C. Pulgarin, "Diseño y Análisis de la Automatización de la Distribución en el SDL de EDEQ SA ESP," 2021. [En línea]. Disponible en: https://www.academia.edu/24442776/Dise%C3%B1o_y_An%C3%A1lisis_de_la_Automatizaci%C3%B3n_de_la_Distribuci%C3%B3n_en_el_SDL_de_EDEQ_SA_ESP.