

Estudio y simulación de la coordinación de protecciones eléctricas

Luis Franklin Casa Chancusig
<https://orcid.org/0009-0000-3549-976X>
luis.casa0893@utc.edu.ec
Aglomerados Cotopaxi S.A.
Latacunga, Ecuador

José Efrén Barbosa Galarza
<https://orcid.org/0009-0009-4706-4697>
jose.barbosa@utc.edu.ec
Universidad Técnica de Cotopaxi
Latacunga, Ecuador

Carlos Iván Quinatoa Caiza
<https://orcid.org/0000-0001-6369-7480>
carlos.quinatoa7864@utc.edu.ec
Universidad Técnica de Cotopaxi
Latacunga, Ecuador

Recibido (24/05/2024), Aceptado (19/06/2024)

Resumen: En este trabajo se analizó la coordinación de protecciones de un sistema eléctrico. Para ello se utilizó el software ETAP que permite realizar el modelado de cada elemento a partir del diagrama unifilar del sistema eléctrico. Se definen las condiciones iniciales asociadas al nivel de carga de los elementos y de las líneas como consecuencia de la presencia de cargas a valores nominales. A continuación, se desarrolla un análisis de fallas, para posteriormente realizar un estudio de coordinación de protecciones, definiendo escenarios de fallas en diferentes barras del sistema, así, las características de desempeño de las protecciones. Finalmente, se realiza un análisis técnico-económico, considerando datos históricos de consumo de energía por parte de la planta industrial.

Palabras clave: sistema eléctrico, coordinación de protecciones, fallas eléctricas.

Study and simulation of the coordination of electrical protections

Abstract.- This study analyzes the protection coordination of an electrical system using the ETAP software, which models each element based on the system's single-line diagram. The initial conditions are established by considering the load levels of the elements and lines, corresponding to the presence of nominal loads. Next, a fault analysis is performed, followed by a protection coordination study that defines fault scenarios in different busbar systems and evaluates the performance characteristics of the protection devices. Finally, a techno-economic analysis is performed, incorporating historical energy consumption data of the industrial plant.

Keywords: electrical system, coordination of protections, electrical failures.

I. INTRODUCCIÓN

En los sistemas eléctricos de potencia, la coordinación de protecciones es uno de los puntos esenciales para mantener un servicio continuo y minimizar los tiempos de reconexión ante la presencia de fallas, cortocircuitos en el sistema eléctrico, perturbaciones, problemas de frecuencias y otros. Lo que garantiza la protección de sus componentes eléctricos y la seguridad de las personas que operan el sistema. Para llevar a cabo estas funciones, resulta necesario un correcto levantamiento de información sobre las cargas y los instrumentos de protección y los ajustes adecuados del sistema eléctrico industrial [1].

Resulta crucial considerar la integración de tecnologías avanzadas en la coordinación de protecciones. La implementación de redes inteligentes (smart grids) y dispositivos de medición avanzados (AMDs) permite una supervisión y control en tiempo real del sistema eléctrico [2]. Estas tecnologías proporcionan datos precisos y actualizados que facilitan la toma de decisiones informadas y la optimización de la configuración de las protecciones. Por otro lado, la ciberseguridad también juega un papel fundamental en la coordinación de protecciones en sistemas eléctricos modernos. Con el aumento de la digitalización y la conectividad, los sistemas eléctricos son vulnerables a ataques cibernéticos que pueden comprometer la seguridad y la estabilidad del sistema. Implementar medidas robustas de ciberseguridad garantiza que los dispositivos de protección y los sistemas de control no sean vulnerables a interferencias externas.

Además, la gestión del mantenimiento preventivo y predictivo es clave para la eficacia de la coordinación de protecciones. Los dispositivos de protección deben ser inspeccionados y mantenidos regularmente para asegurar su correcto funcionamiento [3]. El uso de técnicas de mantenimiento predictivo, como el análisis de datos y la monitorización de condiciones, puede anticipar fallos antes de que ocurran, permitiendo intervenciones proactivas y reduciendo el riesgo de interrupciones inesperadas. A esto se suma, la importancia de la normativa y cumplimiento regulatorio, que son aspectos cruciales en la coordinación de protecciones. Por tanto, cumplir con las normas y regulaciones establecidas por los organismos de control asegura que el sistema eléctrico opere dentro de los parámetros de seguridad y eficiencia requeridos. La adopción de estándares internacionales, como los de la IEEE y la IEC, proporciona un marco sólido para la configuración y operación de los sistemas de protección.

Con estas premisas, en este trabajo, se realizó una simulación sobre la coordinación de protecciones en sistemas eléctricos de potencia industrial para asegurar una operación segura, eficiente y continua del sistema eléctrico, protegiendo tanto los componentes técnicos como a las personas involucradas. Una correcta selectividad de equipos y coordinación de protecciones minimizará los cortes de energía eléctrica en forma global manteniendo un servicio continuo a otras cargas, las simulaciones con software del sistema eléctrico permitirán encontrar los valores de ajustes óptimos para los equipos de protección.

II. DESARROLLO

Una falla se entiende como un cambio en el comportamiento de uno de los componentes del sistema o una perturbación no establecida en alguna de las propiedades o parámetros característicos, de forma que no se logre satisfacer la función para la cual se haya diseñado [4].

La identificación de interrupciones en la red eléctrica puede realizarse bajo ciertos criterios. En primer lugar, es necesario determinar la fecha y hora del evento [4], [5]. Es fundamental identificar el posible origen de la falla, ya sea interno o externo, y ubicar la falla junto con las partes del sistema afectadas. Además, se deben identificar las causas de los eventos de falla y los equipos que han quedado fuera de servicio. Es igualmente importante cuantificar el número de consumidores afectados y la energía no suministrada. De esta manera, se debe establecer la fecha y hora de solución del evento para evaluar la efectividad de la respuesta y la recuperación del servicio.

A. Registro y clasificación de Interrupciones en la red eléctrica

Los posibles eventos e interrupciones en la red eléctrica se pueden clasificar de acuerdo con varios criterios. En cuanto a la duración, las interrupciones pueden ser instantáneas, con una duración menor o igual a tres minutos, o de larga duración, cuando exceden los tres minutos. Según su origen, pueden ser externos al sistema de distribución, involucrando al distribuidor externo, el sistema de transmisión, el sistema de generación, restricciones de carga o baja frecuencia [6]. También pueden ser internos al sistema de distribución, diferenciándose entre eventos programados y no programados.

Las causas de las interrupciones también permiten una clasificación. Los eventos programados pueden deberse a actividades de mantenimiento, ampliaciones o maniobras. Los eventos no programados, que son imprevistos, aleatorios o forzados, pueden ser causados por factores climáticos, ambientales o problemas en las redes de alto, medio o bajo voltaje. De tal manera que, las interrupciones pueden clasificarse según el voltaje nominal afectado, dividiéndose en bajo voltaje, medio voltaje y alto voltaje [7]. Esta clasificación ayuda a identificar y gestionar de manera efectiva las interrupciones en la red eléctrica, mejorando la respuesta y mitigación de los impactos.

B. Tipos de Fallas en Sistemas Eléctricos de Potencia

En los sistemas eléctricos de potencia, los eventos de falla más comunes son los cortocircuitos, los cuales están relacionados con sobrecorrientes, desbalances de voltaje o ambas causas [8]. Según datos estadísticos, cerca del 85% de las fallas son de tipo monofásicas a tierra, el 5% están relacionadas con fallas que involucran más de una fase, y el 10% restante son de tipo mecánicas. Dentro del análisis de fallas, uno de los casos particulares es la ocurrencia de dos o más fallas simultáneas, las cuales son producto de descargas atmosféricas o de eventualidades debido a la mala maniobra de equipos por parte de los operadores.

Las fallas monofásicas involucran la intervención de una línea y tierra. Estas pueden ser ocasionadas por descargas atmosféricas o contacto entre líneas (Línea-Tierra). Las fallas bifásicas, por otro lado, ocurren debido a la intervención de dos líneas o dos líneas y tierra. Las fallas trifásicas son causadas por la falla en tres líneas o tres líneas y tierra. Además, existen las definiciones de fallas simétricas y fallas asimétricas. Las fallas asimétricas involucran dos líneas, dos líneas y tierra, o una de las líneas y tierra. En contraste, las fallas simétricas, aunque menos frecuentes, intervienen las tres líneas y/o tierra [9].

Estas categorizaciones permiten una mejor comprensión y gestión de las diversas fallas que pueden presentarse en los sistemas eléctricos de potencia (Tabla 1), contribuyendo a una respuesta más efectiva y a la mitigación de los impactos en el servicio eléctrico.

Tabla 1. Clasificación general de fallas eléctricas.

TIPO		FASES			
		A	B	C	T
ASIMÉTRICAS	Monofásica	X			X
			X		X
				X	X
	Bifásica	X	X		
			X	X	
		X		X	
Bifásica a Tierra	X	X		X	
		X	X	X	
	X		X	X	
SIMÉTRICAS	Trifásica	X	X	X	
	Trifásica a Tierra	X	X	X	X

Fuente: [15].

C. Norma IEC 60909

La norma IEC 60909, publicada por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) [10], trata sobre el cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas eléctricos de corriente alterna. Esta norma proporciona métodos y directrices para calcular las corrientes de cortocircuito en diferentes condiciones de falla dentro de los sistemas de energía eléctrica, tales como fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas.

Aspectos clave de la norma IEC 60909

- **Métodos de Cálculo:** La IEC 60909 establece métodos precisos para calcular las corrientes de cortocircuito simétricas y asimétricas en redes de corriente alterna. Los cálculos tienen en cuenta diferentes configuraciones de red y condiciones de operación, incluyendo generadores, transformadores, líneas, cables y cargas.
- **Condiciones de Falla:** La norma considera diferentes tipos de fallas, tales como cortocircuitos trifásicos, bifásicos y monofásicos a tierra. Proporciona fórmulas y procedimientos específicos para cada tipo de falla.
- **Parámetros de Red:** La norma detalla cómo deben obtenerse y utilizarse los parámetros de la red eléctrica, incluyendo la impedancia de los componentes del sistema, las contribuciones de generadores y motores, y la influencia de la topología de la red.
- **Factores de Corrección:** La IEC 60909 introduce factores de corrección para tener en cuenta variaciones en la impedancia y otras condiciones que puedan afectar la precisión de los cálculos de corriente de cortocircuito.
- **Aplicaciones Prácticas:** La norma es utilizada por ingenieros de sistemas eléctricos para diseñar y analizar la protección del sistema eléctrico, asegurando que los dispositivos de protección, como interruptores automáticos y relés, estén correctamente dimensionados para manejar las corrientes de falla previstas.
- **Simulación y Modelado:** Aunque la norma proporciona métodos manuales de cálculo, también es común el uso de software de simulación que implementa los algoritmos especificados en la IEC 60909, permitiendo análisis más rápidos y precisos.

Beneficios de la norma IEC 60909

- **Seguridad y Fiabilidad:** Al proporcionar un método estandarizado para calcular corrientes de cortocircuito, la norma IEC 60909 contribuye a la seguridad y fiabilidad de los sistemas eléctricos, minimizando el riesgo de fallas catastróficas.
- **Diseño Optimizado:** Ayuda a los ingenieros a diseñar sistemas de protección que respondan de manera adecuada a las condiciones de cortocircuito, asegurando una interrupción mínima del servicio.
- **Compatibilidad Internacional:** Como estándar internacional, la IEC 60909 facilita la compatibilidad y consistencia en el diseño y operación de sistemas eléctricos en diferentes países y regiones.

D. Estructura de un Sistema de Protección

En la fig. 1 se muestra el sistema de protección dividido en dos partes principales: la Protección Primaria y la Protección de Respaldo. Cada una de estas partes tiene sus propias características, por un lado, la Protección Primaria se caracteriza por su actuación instantánea y su capacidad para aislar la falla de manera rápida. Por otro lado, la Protección de Respaldo opera en caso de que la protección primaria no funcione, con un tiempo de retardo y componentes independientes para asegurar su actuación [11].

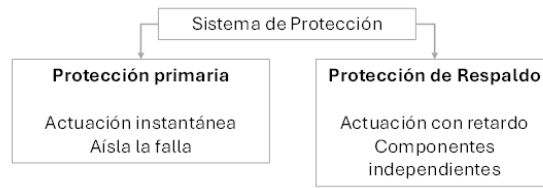


Fig. 1. Estructura de un sistema de protección.

III. METODOLOGÍA

El presente trabajo tiene un enfoque cuantitativo y busca evaluar los ajustes de protección del sistema eléctricos según su tipología interna (distribución de cargas), y realizar un análisis de datos respectivo. Además, se trata de una investigación explicativa, con una muestra compuesta por cada alimentador del Sistema Eléctrico en la planta industrial Aglomerados Cotopaxi, los cuales son simulados independientemente para su evaluación. Se utilizó la técnica de modelamiento y simulación del comportamiento de los datos a través del uso del software de sistemas eléctricos. Para ello se consideró el software Electrical Transient and Analysis Program ETAP con sus módulos para cálculo de flujo de potencia, corriente de corto circuito y coordinación de protecciones. Para el procesamiento y análisis de datos, se utilizó la estadística descriptiva, mediante el software, programa ETAP, Excel, para el análisis de los datos de coordinación y confiabilidad del sistema.

Se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones técnicas:

- Modelamiento de los alimentadores del sistema eléctrico en el software especializado, en escenarios para su evaluación.
- Cálculo de flujo de carga (método de Newton Raphson, incluido en el software).
- Cálculo de corriente de cortocircuito en diferentes puntos.
- Análisis de coordinación de protección según la distribución de cargas.

En la figura 2 se muestra el diagrama de flujo necesario para la ejecución del modelo.

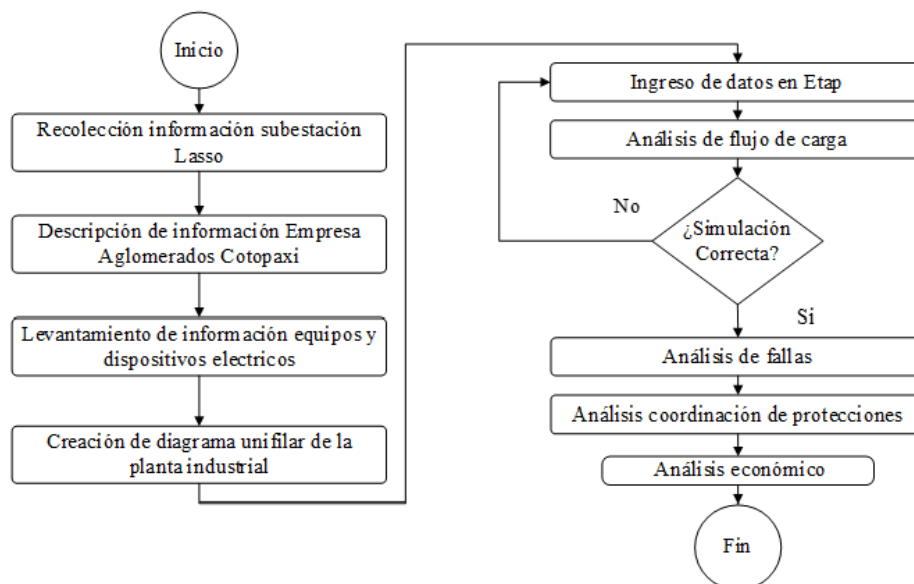


Fig. 2. Diagrama de funcionamiento del modelo.

IV. RESULTADOS

A. Suministro de energía

La subestación Lasso cuenta con un nivel de voltaje de entrada 69KV y salida 13,8KV, potencia de cortocircuito 280,37 MVA_{sc} 11,73kA_{sc} Trifásico, dispone de un transformador T1_20MVA con cinco salidas, cuya área de concesión pertenece a la empresa eléctrica de Cotopaxi ELEPCO S.A. La salida 5 del transformador alimenta a la planta industrial Aglomerados Cotopaxi, cuyas características se detallan en la Tabla 3.

Tabla 2. Datos transformador subestación Lasso.

Transformador subestación						
Transformador	Voltaje primario kV	Voltaje secundario kV	Potencia nominal	Grupo de conexión	Z%	Δv - tap
T1 Lasso	69	13.8	20	Dyn1	7.13%	+/- x 2.5%-3

A. Transformadores y equipos eléctricos

La planta tiene una demanda máxima de 5,4MW diarios, tiene además un sistema eléctrico de alimentación en medio voltaje a 13,8kV desde la subestación Lasso, y una potencia instalada de 9,75MVA. El suministro de energía eléctrica hacia la planta industrial Aglomerados Cotopaxi se encuentra instalado mediante líneas áreas en medio voltaje 13,8kV con conductor desnudo de aluminio tipo ACSR # 4/0 AWG para las tres fases y con conductor desnudo de aluminio tipo ACSR # 2/0 AWG para el neutro, hasta llegar a un conmutador manual de alta tensión del cual se deriva dos salida áreas con conductor desnudo de aluminio tipo ACSR # 3/0 AWG para las fases y neutros hasta llegar a los cuartos de transformadores.

Los tramos finales a los cuartos de transformadores se encuentran instalados mediante líneas subterráneas con nivel de voltaje 13,8kV con conductor CEAT GENERAL 1996 XLPE MV 90°C 25KV100% 2AWG para las tres fases y conductor desnudo de cobre 2AWG para la tierra. Los transformadores existentes en la planta industrial operativo de medio a bajo voltaje: 2000kVA, 1500kVA, 2500kVA, 2000kVA, 1000kVA, 750kVA. Por otra parte, los relés de protección digital de sobreintensidad y protección de sobrecarga ubicados en la salida 5 de la subestación Lasso son del tipo SIEMENS 7SJ600 50/51 2X150/5A CL. 5P20 15 VA, ION 7650 TC-L5 2X150/5A CL. 0,5 F55 20 VA. Así mismo, se trató de interruptores de baja tensión ubicados aguas abajo de los transformadores en baja tensión.

B. Simulación del Diagrama Unifilar

En esta etapa se realiza inicialmente la modelación del sistema eléctrico en el software ETAP en base al diagrama unifilar de la empresa. En este sentido, se propone inicialmente el cálculo de flujo de potencia para definir los estados de carga del sistema. Posteriormente, luego de una validación del modelo se procede a la ejecución del cálculo de fallas de cortocircuito en las barras, de forma que se pueda identificar inicialmente los puntos críticos del sistema y además de la correcta operación de la coordinación de protecciones. La tabla 4 muestra los datos técnicos de los transformadores de dos devanados utilizados en la investigación.

Tabla 3. Resultados de la regresión logística.

Transformador		Clase					Ajuste	Cambio de fase	
ID	Fase	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z1	X1/R1	% Z	Tipo	Angulo
T1_1000kVA	Trifásico	1000	13,800	0.440	5.75	5.79	5.7500	Dyn	0,000
T2_1500kVA		1.500		0.440		7.10			
T3_2500kVA		2.500		6.300		10.67			
T5_2000kVA		2.000		0.440		7.10			
T6_750kVA		0.750		0.440		3.96			

A. Estudio de Coordinación de Protecciones

En esta tercera etapa se procede a realizar los diferentes estudios necesarios para la coordinación de protecciones en base a los análisis anteriores, de forma que se definan aspectos como de la operación de los diferentes elementos de protección del sistema.

En la Tabla 5 se puede observar que el fallo trifásico en la barra indica contribuciones de diferentes barras a la barra destino, que es Bus3. En el primer ciclo y medio (1/2 ciclo), Bus3 muestra una contribución significativa con una corriente simétrica de magnitud de 10,254 kA, con componentes reales e imaginarios de 2,967 kA y -9,815 kA respectivamente, resultando en una relación imaginario/real de 3,3. Comparativamente, Bus2 contribuye con una corriente simétrica de 9,896 kA y una relación imaginaria/real de 3,2, lo que sugiere una alta magnitud de corriente similar a Bus3 pero ligeramente inferior. Bus4 y Bus37 presentan contribuciones insignificantes en este ciclo, con magnitudes de corriente simétrica de 0,365 kA y 0,000 kA respectivamente, y con valores extremadamente altos de la relación imaginario/real debido a la baja corriente real.

Tabla 4. Resultados de falla trifásica para la barra 3.

Fallo trifásico en barra											
Contribución		1/2 Ciclo					1,5 a 4 Ciclo				
Barra origen ID	Barra destino ID	% V Barra origen	kA Real	kA Imaginario	Imag./Real	kA Symm. Magnitud	% V Barra origen	kA Real	kA Imaginario	Imag./Real	kA Symm. Magnitud
Bus3	Total	0,00	2,967	-9,815	3,3	10,254	0,00	2,946	-9,684	3,3	10,122
Bus2	Bus3	18,30	2,933	-9,452	3,2	9,896	18,30	2,933	-9,452	3,2	9,896
Bus4	Bus3	0,29	0,033	-0,364	10,9	0,365	0,18	0,013	-0,232	18,5	0,232
Bus37	Bus3	0,00	0,000	0,000	999,9	0,000	0,00	0,000	0,000	999,9	0,000

Entre los ciclos 1,5 a 4, las contribuciones siguen una tendencia similar, aunque con ligeras disminuciones en la magnitud de las corrientes simétricas. Bus3 nuevamente tiene una alta contribución con 10,122 kA, y Bus2 mantiene su contribución con 9,896 kA, mostrando consistencia en sus valores. Bus4 presenta una disminución en la magnitud de la corriente simétrica a 0,232 kA y una relación imaginaria/real elevada a 18,5, lo que indica una mayor predominancia de la componente imaginaria en la corriente. La contribución de Bus37 sigue siendo nula. Estas observaciones indican que, en términos de estabilidad y robustez del sistema, Bus3 y Bus2 son los principales contribuidores en ambos periodos, con Bus4 y Bus37 siendo de menor relevancia.

En términos de voltaje en la barra origen, tanto Bus3 como Bus2 comienzan con un voltaje del 0% en la barra origen, lo que sugiere una caída total del voltaje durante el fallo. Bus4 muestra una ligera variación con un voltaje del 0,29% al inicio y 0,18% después del primer ciclo y medio, indicando una pequeña contribución de voltaje durante el fallo. En resumen, Bus3 y Bus2 son los elementos críticos para considerar durante un fallo trifásico en la barra debido a sus altas contribuciones de corriente, mientras que las contribuciones de Bus4 y Bus37 son mínimas y prácticamente insignificantes para la estabilidad y manejo del sistema durante el evento de fallo.

Además, el fallo de línea a línea mostró la contribución de diferentes barras a la barra destino ID, Bus3, en términos de voltaje y corriente. En términos de voltaje, tanto Bus3 como Bus4 mantuvieron casi el 100% del voltaje en la fase Va (99,88%), lo que indica una mínima caída de voltaje en esa fase. Sin embargo, en las fases Vb y Vc, hubo una caída significativa del voltaje, con magnitudes alrededor del 50% y ángulos de -180 grados, lo que es típico de un fallo de línea a línea. La diferencia en los ángulos de las fases es una indicación clara del tipo de fallo y su impacto en el sistema.

En cuanto a la corriente, la contribución más significativa proviene de Bus3 y Bus2, con corrientes en las fases Ib e Ic de aproximadamente 8,890 kA y 8,569 kA, respectivamente. Las corrientes de secuencia positiva (I1) y negativa (I2) para Bus3 son iguales, 5,133 kA, lo que indica un fallo simétrico. Por otro lado, Bus2 muestra corrientes de secuencia ligeramente diferentes, 4,954 kA (I1) y 4,942 kA (I2), lo que sugiere una pequeña asimetría en el fallo. Bus4 presenta una contribución menor, con corrientes de secuencia de 0,183 kA (I1) y 0,194 kA (I2), lo que indica una participación mínima en el evento de fallo.

Bus37 no muestra contribuciones de corriente significativas en ninguna de las fases ni en las corrientes de secuencia, indicando que esta barra no es un factor relevante en el evento de fallo. En resumen, los datos sugieren que Bus3 y Bus2 son las barras principales afectadas y contribuyentes en el fallo de línea a línea en Bus3, mientras que Bus4 y Bus37 tienen una influencia mínima. La simetría en las corrientes de secuencia para Bus3 y la ligera asimetría en Bus2 reflejan la naturaleza y el impacto del fallo, proporcionando una visión clara de cómo el sistema maneja y distribuye las corrientes durante el evento.

También se pudo observar que el mayor aporte de la corriente de cortocircuito se da en la barra 3 con un valor aproximado de 8,89 kA en las fases b y c, en cuanto al aporte de la barra 2 es de 8,56 kA aproximadamente en las fases b y c, y finalmente el aporte de la barra 4 es de 0.32 kA aproximadamente de igual manera en las fases b y c. Por otro lado, la barra 3 tiene el mayor aporte de la corriente de cortocircuito con un valor aproximado de 8,86 kA para las fases b y c, por otra parte, se tiene valores de aporte de corriente de falla de 0,81 y 0,33 kA para las barras 2 y 4 respectivamente para las fases b y c. Para el caso de los resultados de la falla monofásica, se observó que el mayor aporte de corriente de falla se da en la barra 3 con un valor aproximado de 2,06 kA en la fase a.

CONCLUSIONES

En función del análisis de los fallos trifásico y de línea a línea, se pueden extraer varias conclusiones clave sobre el comportamiento del sistema eléctrico y la contribución de cada barra al fallo. Primero, los datos indican que Bus3 y Bus2 son las barras más críticas durante los eventos de fallo, tanto en términos de corrientes significativas como de impacto en el voltaje. En el fallo trifásico, Bus3 muestra la mayor contribución de corriente simétrica, seguida de cerca por Bus2, lo que resalta su importancia en la estabilidad del sistema. Las contribuciones mínimas de Bus4 y la falta de contribución de Bus37 indican que estas barras tienen un impacto limitado en la respuesta del sistema a fallos de alta magnitud.

En el análisis del fallo de línea a línea, se observa que las fases Vb y Vc experimentan una caída significativa del voltaje, típica de este tipo de fallo. Las corrientes en las fases Ib e Ic de Bus3 y Bus2 son las más altas, lo que nuevamente subraya su papel crucial en la respuesta del sistema. Las corrientes de secuencia positiva y negativa para Bus3 son iguales, indicando un fallo simétrico, mientras que Bus2 muestra una ligera asimetría. Esto sugiere que Bus2 podría ser más vulnerable a variaciones en el tipo de fallo, lo cual es importante para planificar medidas de mitigación y protección.

Los resultados del análisis muestran que Bus3 y Bus2 son los componentes más relevantes en la respuesta del sistema a fallos tanto trifásicos como de línea a línea. Las caídas de voltaje significativas en Vb y Vc y las corrientes elevadas en las fases correspondientes destacan la necesidad de enfoques específicos para fortalecer estas barras y mejorar la robustez del sistema. Por otro lado, la baja contribución de Bus4 y la nula participación de Bus37 sugieren que estos elementos no son críticos para la estabilidad general del sistema, permitiendo enfocar los esfuerzos de mejora en las barras más impactadas. Estos hallazgos son cruciales para la planificación de mejoras en la infraestructura eléctrica y la implementación de estrategias de protección y mitigación de fallos.

De acuerdo con el módulo de ETAP de coordinación de protecciones se ha establecido valga la redundancia, la coordinación del sistema de protecciones de la empresa, considerando su actuación frente a la eventualidad de fallas de cortocircuito en una determinada barra del sistema, en donde se visualiza el tiempo de actuación de la protección, en consecuencia, de las configuraciones realizadas.

Se pudo observar la influencia de coordinación protecciones en un sistema eléctrico y la generación de pérdidas económicas, también los daños prematuros en los componentes eléctricos.

REFERENCIAS

- [1] J. J. Grainger y W. D. Stevenson, *Análisis de sistemas de potencia*, México: McGraw-Hill, 1996, pp. 441-463.
- [2] P. Ponce Cruz, *Inteligencia Artificial con Aplicaciones a la Ingeniería*, México: Alfaomega, 2010, pp. 193-202.
- [3] J. R. Salazar, «Sistemas de Tierra en líneas de transmisión,» Veracruz, 2010.
- [4] L. P. Bautista Fernández, «Identificación de 11 tipos de fallas en líneas de transmisión de alta tensión utilizando redes neuronales,» Bucaramanga, 2018.
- [5] F. A. Guevara Uvidia y W. M. Morocho Luco, «Análisis Causal de Fallas y Costos de Operación y Mantenimiento del Sistema de Distribución Eléctrico de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. en la Ciudad de Riobamba,» Riobamba, 2016.
- [6] F. Rodríguez Melian y D. García, «Diagnóstico de Fallos y condiciones anormales de trabajo en líneas de transmisión con el empleo de redes neuronales artificiales,» REDALYC, 2011.
- [7] CONELEC, «Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución. REGULACIÓN No. CONELEC-004/01,» Quito, 2001.
- [8] M. Blanke, R. J. Patton, F. Kraus, C. Frei y M. Staroswiecki, «What is Fault-Tolerant Control,» IFAC Proceedings Volumes (IFAC Papers-OnLine), vol. 33, n° 11, 2000.
- [9] Y. A. García Aguilar, «Implementación de Relés Numéricos en la Subestación Convento 230 kV de la Electricidad de Caracas,» Sartenejas, 2010.
- [10] IEC, «Comisión Electrotécnica Internacional,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.normadoc.com/spanish/normas/normas-internacionales/iec-1.html>.
- [11] C. R. Pogo Jordan, «Modelación y Simulación en Estado Estable del Sistema Eléctrico de la Central Hidroeléctrica Manduriacu en el Software ETAP,» Quito, 2019.

LOS AUTORES

Luis Franklin Casa Chancusig obtuvo su título de Ingeniero en Sistemas Eléctricos de Potencia de la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2012, Actualmente, se encuentra cursando sus estudios de Master en la Universidad Técnica de Cotopaxi, y su campo de investigación se encuentra relacionado con los Sistema Eléctricos de Potencia.



José Efrén Barbosa Galarza obtuvo su título de Ingeniero Electrónico de la Escuela Politécnica Nacional, Quito en 2002; de Magister en Ingeniería Industrial de la Escuela Politécnica Nacional, Quito en 2012. Sus campos de investigación están relacionados con la Optimización de procesos industriales utilizando tecnológicas en base a microprocesadores.



Carlos Iván Quinatoa Caiza es Ingeniero en Sistemas Eléctricos de Potencia de la Universidad Técnica de Cotopaxi, Máster en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la Universidad Tecnológica de Pereira y Aspirante a Doctor en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la Universidad Central de Venezuela, estudios realizados mediante la obtención de la beca alemana DAAD.