



Ingeniería

ISSN: 0121-750X

revista_ing@udistrital.edu.co

Universidad Distrital Francisco José de

Caldas

Colombia

Viteri Toquica, Diego; Garzón Bustos, Cesar; Narváez Cubillos, Alexander
Análisis de Confiabilidad en Subestaciones Eléctricas Tipo Maniobra Implementando el
Transformador de Tensión con Núcleo de Potencia
Ingeniería, vol. 22, núm. 1, 2017, pp. 65-82
Universidad Distrital Francisco José de Caldas
Bogotá, Colombia

Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=498853955010>

- ▶ Cómo citar el artículo
- ▶ Número completo
- ▶ Más información del artículo
- ▶ Página de la revista en redalyc.org

 redalyc.org

Sistema de Información Científica

Red de Revistas Científicas de América Latina, el Caribe, España y Portugal
Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso abierto

Análisis de Confiabilidad en Subestaciones Eléctricas Tipo Maniobra Implementando el Transformador de Tensión con Núcleo de Potencia

Reliability Analysis in Maneuver Type Electrical Substations Implementing Tension Transformer with Power Core

Diego Viteri Toquica¹ , Cesar Garzón Bustos¹ , Alexander Narváez Cubillos¹

¹Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Bogotá - Colombia.

Correspondencia: deviterit@correo.udistrital.edu.co, cesagarzonb@correo.udistrital.edu.co, anarvaez@udistrital.edu.co

Recibido: 29-03-2016. Modificado: 06-07-2016. Aceptado: 12-10-2016

Resumen

Contexto: Se pretende realizar un estudio técnico a un transformador de tensión con núcleo de potencia, usado para la alimentación de los servicios auxiliares de una subestación tipo maniobra, buscando mitigar la posibilidad de perder la continuidad del suministro de energía eléctrica y asimismo evitar la dependencia del agente distribuidor externo, el estudio se realiza entre la Empresa de Energía de Bogotá EEB y la Universidad Distrital Francisco José de Caldas.

Método: Se abordan dos etapas, primero un análisis de confiabilidad de la alimentación de los sistemas auxiliares de una subestación, realizado en tres escenarios: antes y después del uso del transformador y utilizando un grupo electrógeno exclusivo para los servicios auxiliares; la segunda etapa es una simulación en el software ATP para verificar el comportamiento del equipo en estado transitorio.

Resultados: La confiabilidad de la alimentación de los servicios auxiliares aumentó después de haber implementado el equipo, ya que la frecuencia de falla pasó de ser de 0,31[falla/año] con el sistema actual, a ser de 0,0025[falla/año].

Conclusiones: Implementar el transformador es conveniente para subestaciones que no cuenten con un sistema de alimentación de servicios auxiliares confiable ya que convierte a la subestación en auto dependiente, poner en funcionamiento este sistema en Colombia permitiría obtener un gran aumento en la confiabilidad de los servicios auxiliares de subestaciones tipo maniobra y, por tanto, una menor probabilidad de pérdida de carga.

Palabras clave: Confiabilidad, Montecarlo, servicios auxiliares (SSAA), subestaciones eléctricas, transformador de tensión con núcleo de potencia (TTNP), transitorios.

Idioma: Español

Open access



Citación: D. Viteri, C. Garzón, A. Narváez, "Análisis de confiabilidad en subestaciones eléctricas tipo maniobra implementando el transformador de tensión con núcleo de potencia" INGENIERÍA, vol. 22, no. 1, pp. 65-82, 2017.
c○Los autores; titular de derechos de reproducción Universidad Distrital Francisco José de Caldas. En línea DOI: <http://dx.doi.org/10.14483/udistrital.jour.reving.2017.1.a09>

Abstract

Context: It is intended to conduct a technical study of a voltage transformer power core, used for the supply of the auxiliary services of a maneuver type substation, hoping to mitigate the possibility of losing the continuous electricity power supply and likewise reducing the dependency with the external supplier. This is a result of a collaborative project between the Bogota Energy Company and the Universidad Distrital Francisco Jose de Caldas.

Method: The study consists of two stages, the first one is an analysis of reliability of the substation auxiliary systems, carried out in three scenarios: before and after use of the transformer and using a unique generator for auxiliary services. The second one is simulation using the ATP software to verify the behavior of the equipment in transient state.

Results: The reliability of auxiliary services increased after the equipment has been installed, as the failure rate went from 0.31 [failure/year] with the current system, to become 0.0025 [failure/year].

Conclusions: The implementation of transformer is suitable for substations that do not have a reliable power system auxiliary services as it makes the substation auto dependent. Implement this system in Colombia would get a big increase in the reliability of the auxiliary services in maneuver type substations and therefore a lower probability of loss.

Keywords: Auxiliary services (SSAA), electrical substations, Monte Carlo, reliability, transient, voltage transformer core power (TTNP).

1. Introducción

Una subestación eléctrica representa un nodo dentro de un sistema eléctrico de potencia, en el que se puede transformar la energía eléctrica a niveles de tensiones apropiados para su transporte, distribución y consumo final. Igualmente se sabe que los SSAA (servicios auxiliares) son parte fundamental para el esquema y el correcto funcionamiento de la subestación por tal motivo son importantes para la confiabilidad de la misma; como caso de estudio en este documento se analizará a la subestación eléctrica de alta tensión que denominaremos “Sub_A”, en la cual los SSAA, están siendo energizados por un generador eléctrico diésel de media tensión y la alimentación se lleva a la subestación por medio de una línea de transmisión. Estos dos elementos presentan los siguientes problemas:

- a. El generador eléctrico diésel es provisional, está previsto para dejar de funcionar eventualmente ya que pertenece a una empresa petrolera, que pretende retirar el equipo al término de sus labores en el área.
- b. La conexión del transformador de SSAA se realiza en la cola de un circuito rural de media tensión por lo cual la probabilidad de falla es bastante alta.
- c. Las torres por donde se llevó la línea de transmisión son propiedad de un agente distribuidor, por tal motivo este solicita un re-conectador en la primera torre donde empieza la línea de SSAA para poder des-energizarla en el momento en que deban ejecutar algún trabajo de mantenimiento sobre sus torres o su línea.

Debido a estos problemas presentes en la Sub_A, es necesario encontrar una solución que mitigue la posibilidad de perder la continuidad del suministro de energía eléctrica a los SSAA, y asimismo

evitar la dependencia del agente distribuidor externo. Es bajo este criterio que el **TTNP** (Transformador de tensión con núcleo de potencia) se convierte en una alternativa confiable técnicamente, a fin de solucionar la problemática presente en la Sub_A. Es por eso, que se analizará la confiabilidad y el comportamiento del **TTNP**, como principal suministro de los SSAA de la Sub_A.

1.1. Servicios auxiliares

Los SSAA se definen como el conjunto de instalaciones y equipos que sirven para alimentar cargas en baja tensión de corriente alterna y continua, necesarias para la operación de la subestación. Se debe garantizar que en condiciones normales, de falla o mantenimiento, existan fuentes que alimenten las cargas que se consideren indispensables. También es importante resaltar que la confiabilidad de estos debe ser mayor a la de la subestación [1].

Las tensiones normalizadas para servicios auxiliares son:

- Tensión en corriente continua [2], [3]: 24V, 48V, 60V, 110V o 125V, 220V o 250V. (las más utilizadas en Colombia son 24V, 48V y 125V).
- Tensión en corriente alterna [2], [3]: 120/208V, 220/380V, 230/400V, 240/415V, 277/480V, 347/600V, (sistema trifásico tres o cuatro hilos).

Las formas tradicionales de alimentar los SSAA más comunes son las siguientes [4]:

- Devanados terciario: en ciertos casos los transformadores de potencia de la subestación son complementados con devanados terciarios en media tensión los que pueden usarse como fuente de alimentación para los SSAA. En algunos casos, no se recomienda usar este tipo de alimentación, puesto que se está dependiendo de las fluctuaciones mismas del sistema.
- Transformador reductor: normalmente esta alimentación se encuentra presente en subestaciones donde hay transformadores reductores para alimentar una subestación de distribución, por ejemplo 13,8kV. Uno de estos transformadores puede usarse como fuente de alimentación de los SSAA, aunque también son transformadores que dependen de las fluctuaciones del sistema y por tal motivo son poco recomendables.
- Líneas aéreas de distribución urbanas o rurales: las líneas de distribución de media tensión que pasen cerca de una subestación eléctrica de alta tensión, pueden ser utilizadas como fuente principal o suplementaria para alimentar los SSAA, se debe tener en cuenta que la confiabilidad de dicha línea de media tensión depende del agente distribuidor y de la distancia que exista desde el alimentador principal hasta el lugar donde será alimentado el transformador de SSAA de la subestación.
- Grupo electrógeno: los grupos electrógenos se usan como suministro de respaldo a otras fuentes de alimentación para garantizar el correcto funcionamiento del sistema. Sin embargo, en ocasiones poco frecuentes se puede dar el caso de requerir su utilización como fuente principal de alimentación para los SSAA.

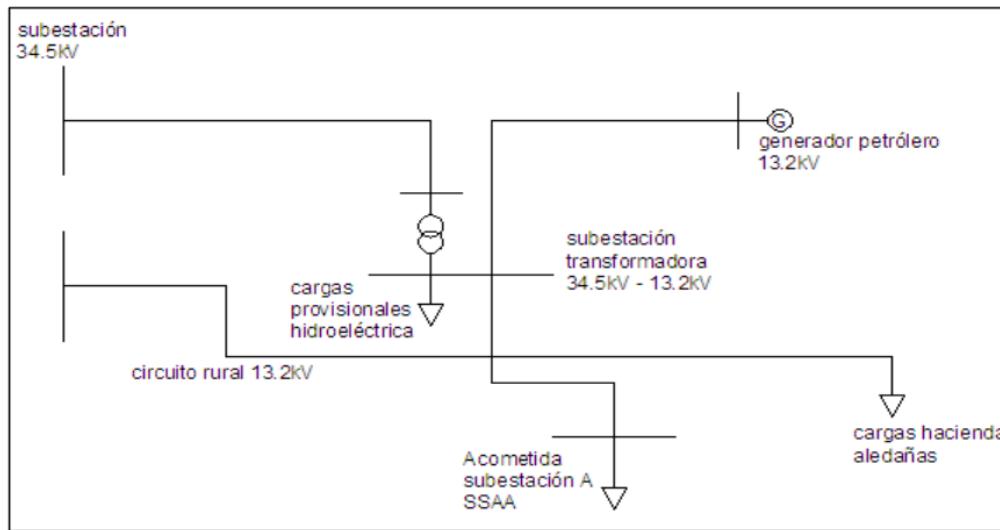


Figura 1. Alimentación de SSAA Sub_A

Para el caso de estudio, la Sub_A es una subestación tipo maniobra, por lo que no existe transformación a un nivel inferior al sistema de alta tensión. Este punto condiciona que las alimentaciones a los SSAA de C.A. se realicen desde sistemas eléctricos externos a la subestación. La solución que se adoptaría en este tipo de instalaciones es la alimentación desde una línea de media tensión con un alto grado de confiabilidad [5]. Dicha confiabilidad no se tiene en la Sub_A, debido a que los SSAA están siendo alimentados por un generador eléctrico diésel que eventualmente será retirado. A su vez este generador alimenta una subestación tipo transformadora (34.5kV/13.2kV), que en uno de sus circuitos está alimentando provisionalmente la construcción de una central hidroeléctrica y en otro alimenta un circuito rural con líneas de 13.2kV, que finalmente alimentarán los SSAA de la Sub_A, como se muestra en la Figura 1 [6]. Este circuito presenta varias desventajas, por lo que es necesario encontrar una fuente de alimentación confiable.

Internamente los SSAA de la Sub_A son alimentados con un transformador de media/baja tensión “13.2kV/208-120V; 225kVA, que es energizado desde una línea de media tensión externa y que a su vez alimenta directamente 40 cargas, estas se distribuyen en 30 cargas no esenciales con un consumo de potencia eléctrica de 170KVA y 10 esenciales con un consumo de potencia eléctrica de 40KVA. Como respaldo a esta alimentación principal se cuenta con una planta diésel de 50kVA, 208/120V, que alimenta exclusivamente las cargas esenciales en caso de falla o mantenimiento del sistema principal de alimentación de SSAA.

La configuración de los SSAA en la Sub_A, de barras acopladas con un solo alimentador de media tensión, que se define como dos barrajes unidos por un interruptor de acople. Esta configuración divide las cargas en esenciales y no esenciales, uno de los barrajes es energizado por la alimentación principal y de respaldo, en este, estarán ubicadas las cargas esenciales, el otro barraje tiene las cargas no esenciales y está energizado solamente por la alimentación principal [4]. En la Figura 2 se muestra esta configuración.

A continuación se explicará el funcionamiento, aplicaciones y principales características del **TTNP**, el cual en Colombia aún no se ha implementado.

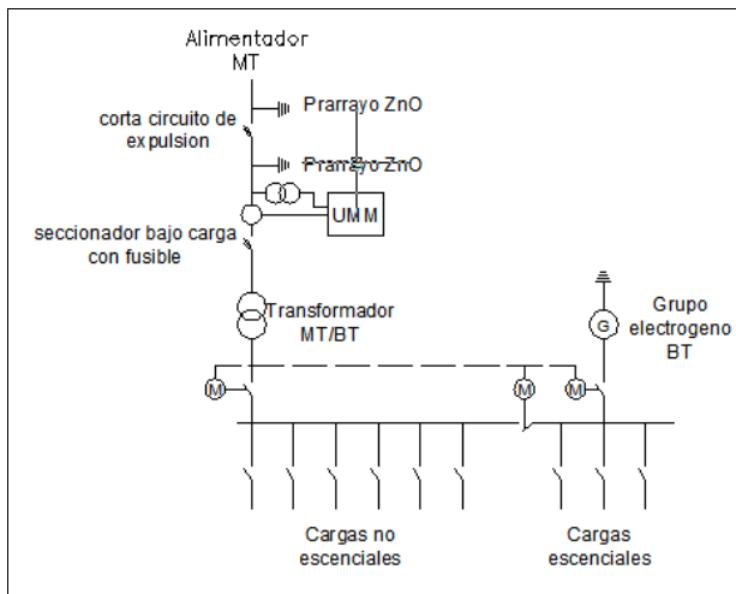


Figura 2. Configuración de barras acopladas con un solo alimentador de media tensión.

1.2. Transformador de tensión con núcleo de potencia

El **TTNP** es un transformador de voltaje monofásico que es capaz de suministrar potencia de hasta 333 kVA a un circuito en baja o media tensión directamente de un circuito de alta tensión, combina las características de un transformador de tensión y la capacidad de potencia de un transformador de distribución. Esto permite una conexión directa y confiable desde alta tensión (46kV–362kV), para obtener un suministro de energía con los siguientes rangos de tensión secundaria: 125/250V, 277V, 480V, o cualquier salida de hasta 600 V para baja tensión, y niveles normalizados de media tensión 11.4kV; 13.2kV o el nivel que sea necesario de acuerdo a la norma del lugar donde vaya a ser instalado para transmisión de la energía, se encuentra conectado línea a tierra y puede ser usado como una unidad individual para alimentar cargas monofásicas, o como banco trifásico capaz de suministrar hasta 1MVA de potencia eléctrica para grandes cargas [7].

El uso de los **TTNP** se remonta a finales de los 90, siendo una de sus aplicaciones más comunes, la electrificación rural para comunidades aisladas donde no es viable económicamente construir una subestación convencional para estos usuarios. Sin embargo muchas comunidades están ubicadas cerca de líneas de transmisión de alta tensión pero aun así no cuentan con suministro eléctrico en sus hogares. En estos casos la mejor solución fue el uso del **TTNP** [8], el cual se conecta directamente a las líneas de alta tensión y en su devanado secundario se obtienen tensiones normalizadas en rangos de media tensión para ser transportada a estas viviendas, ya que las características del transformador permite que en media tensión la energía eléctrica pueda ser transmitida a distancias de hasta 30km, para que allí sea transformada a baja tensión y finalmente sea consumida, casos de esta aplicación se encuentran en algunas comunidades en países de África Subsahariana como el Congo, donde se electrificaron siete comunidades con hospitales, escuelas, centros comunitarios por medio de una línea de transmisión de 245kV [9].

Sin embargo el **TTNP** tiene más aplicaciones de las cuales se pueden destacar:

- La alimentación de torres remotas de celular [10].
- Alimentación de SSAA en subestaciones donde no se tienen al menos dos fuentes confiables para el suministro de energía eléctrica de los SSAA [11] puede ser conectado directamente a los barrajes de la subestación y cumplir con la función de un transformador de tensión pero además suministrar varios kVA de potencia, debido a su núcleo.

El **TTNP** se perfila como una solución viable a la alimentación de los SSAA en la Sub_A, ya que el diseño del mismo permite una ubicación conveniente dentro de la subestación para realizar el montaje. Además el equipo es suministrado por el fabricante con un devanado de potencia y uno o dos devanados de medición. Adicionalmente se pueden incluir algunas opciones tales como:

- Salidas de voltaje especiales en baja tensión
- Conectores especiales en baja tensión

El **TTNP** estándar viene con dos devanados secundarios de potencia, aislados que pueden ser conectados en serie o paralelo según sea el requerimiento de tensión a la salida, adicionalmente se puede entregar con una o dos bobinas de medición extraíbles con aislamiento entre estas y las bobinas de potencia para evitar fluctuaciones de tensión en las mediciones. Las opciones de conexión de cada devanado (potencia y medida) se muestran a continuación, Figura 3 y Figura 4 [12].

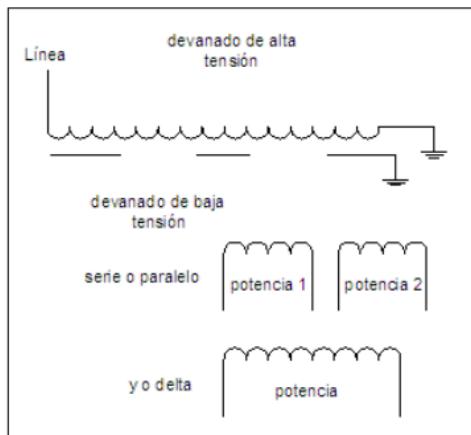


Figura 3. Conexión bobinas de potencia. Adaptada de [7]

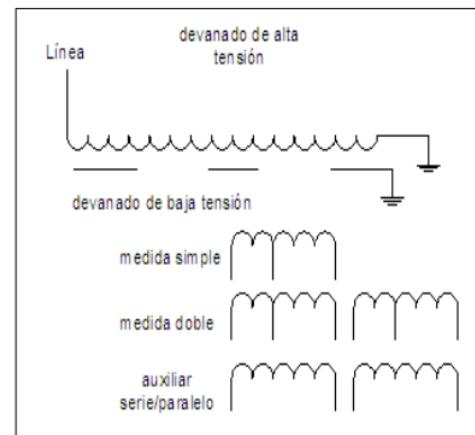


Figura 4. Conexión bobinas de medida. Adaptada de [7]

La selección del equipo se hace de acuerdo al BIL¹ de la subestación, gracias a la información brindada por la EEB, se conoce que el BIL de la Sub_A corresponde a 1050 kV.

En general, en las subestaciones eléctricas, el **TTNP** es protegido por los descargadores de sobretensión y los cables de guarda, según varios fabricantes. Por lo que virtualmente en todas las aplicaciones, el primario se conecta directamente a la línea o en el caso de la Sub_A al barraje [13].

¹BIL: Nivel básico de aislamiento (Tensión soportada para impulso tipo rayo): es el valor pico de tensión soportada al impulso tipo rayo el cual caracteriza el aislamiento del equipo en lo que refiere a pruebas [15].

Tabla I. Nivel básico de aislamiento BIL [7]

Tabla de datos del transformador

BIL	sistema MSV	KV BIL	Estilo	10 KVA	25 KVA	50 KVA	100/125 KVA	160/167 KVA	200 KVA	250 KVA	315/333 KVA
1050	245 kV	1050 kV	Núcleo de potencia y demedida				• CI 0.5	•	•	•	•

2. Método

A continuación se describe el proceso de las dos etapas del estudio realizado en la Sub_A.

2.1. Evaluación de la confiabilidad de los SSAA en tres escenarios

La confiabilidad está relacionada con la disponibilidad de los equipos para brindar continuidad en el suministro de energía eléctrica cumpliendo con requerimientos y estándares de seguridad y calidad [14].

El propósito de este análisis es comparar la confiabilidad del sistema actual de alimentación de energía eléctrica de los servicios auxiliares de la Sub_A, con otros dos posibles escenarios. El primero de estos es la implementación del **TTNP**; el segundo escenario se basa en la instalación de un grupo electrógeno propio de baja tensión. De esta manera se podrá determinar qué sistema presentaría la mayor confiabilidad.

Existen varios métodos para la estimación de la confiabilidad de un sistema eléctrico, para este caso de estudio se utilizaría el método de simulación de Montecarlo que consiste en generar números aleatorios de cualquier distribución de probabilidad o proceso estocástico para evaluar en forma numérica, indirecta o artificial un modelo matemático que permite estimar el comportamiento de un sistema o proceso que involucra variables estocásticas [16]. La base de este método es la generación de números aleatorios de cualquier distribución, que deben cumplir las siguientes propiedades:

- Uniformidad: pertenecen a una distribución de probabilidad uniforme definida entre 0 y 1.
- Independencia: los números generados no tienen relación entre sí.

Para iniciar con este análisis se buscaron reportes de salidas/restauración de cada uno de los componentes del sistema, en el caso de la Sub_A se deben tener los datos de los equipos que componen el sistema utilizado para energizar los SSAA, al ser una subestación relativamente nueva, estos serán tomados de históricos de fallas en equipos similares, de la IEEE493 [17], se recomienda que los datos cubran un periodo mayor a un año, ya que, a mayor tiempo de los registros, mayor seguridad se obtendrá en los resultados de la simulación [18].

Para la simulación de Monte Carlo en este caso específico, la recolección de datos obedece a encontrar:

- Tasa de fallas λ [falla/año].
- Tasa de reparación μ [reparación/año].

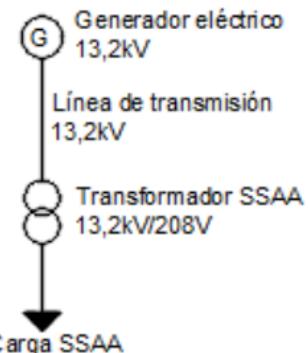


Figura 5. Sistema de alimentación SSAA convencional

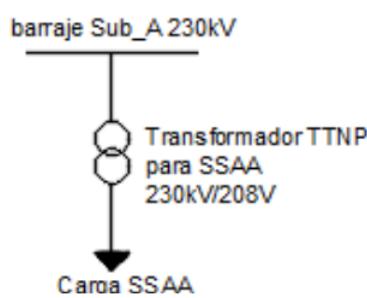


Figura 6. Alimentación SSAA con TTNP

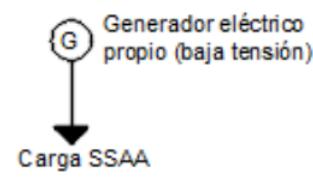


Figura 7. Alimentación SSAA con Grupo electrógeno propio.

Deben definirse de manera clara cada uno de los equipos que componen el sistema, en este caso de estudio se establecen tres escenarios. El primero, en el que los equipos son de media tensión y componen el circuito de abastecimiento de SSAA de la Sub_A, (Figura 5). El segundo escenario el sistema cambia debido a que se contempla la instalación del TTNP (Figura 6). Para el último escenario analizado, se examina la instalación de un grupo electrógeno propio y de servicio continuo (Figura 7), como fuente principal para la alimentación de los servicios auxiliares en la Sub_A.

Para el estudio de estos tres sistemas se contempla una simulación mediante el criterio de pérdidas de componentes $n - 1$, donde se considera que un elemento del sistema entra en estado de falla y permanece en el mismo por un tiempo de reparación, cumplido este tiempo el equipo recupera su disponibilidad y el sistema nuevamente se encuentra estable hasta la presencia de un nuevo estado de falla en cualquier elemento del sistema.

En la simulación de Montecarlo se permite incorporar modelos de confiabilidad de los elementos del sistema con cualquier número de estados. Estos modelos se definen por funciones de probabilidad para cada tiempo de transición entre estados. Sin embargo, en la mayoría de simulaciones reales se usan modelos de dos estados (servicio – falla) [19].

Para este caso de estudios se usó el modelo de dos estados (Figura 8), para cada uno de los equipos que componen cada sistema, ya que no existe información operativa ni registros para utilizar modelos más complejos.

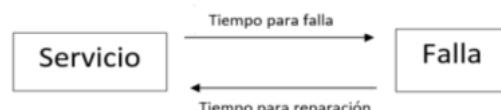


Figura 8. Modelo de dos estados para los equipos de la subestación

Cada componente tiene una secuencia operativa dentro del sistema, en esta se encuentran, el tiempo medio hasta fallas (MTTF o “médium time to failure”), el tiempo medio de reparaciones (MTTR o “médium time to repair”) y el tiempo medio entre fallas (MTBF o “médium time between failure”), como se definen en las ecuaciones (1), (2) y (3), respectivamente:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad (1)$$

$$MTTR = \frac{1}{\mu} \quad (2)$$

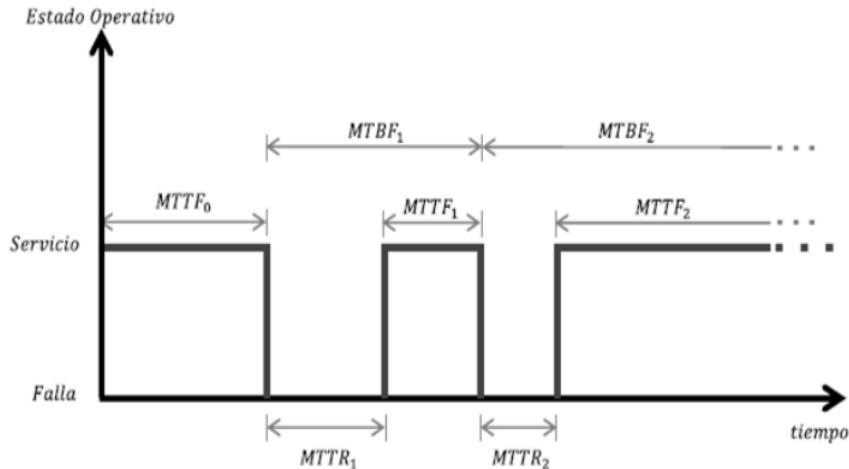


Figura 9. Estados operativos de los equipos o sistemas.

$$MTBF = MTTF + MTTR \quad (3)$$

En la Figura 9 [20], se ilustra el comportamiento de los equipos según estos índices.

Con los índices mencionados se llega al cálculo de la *Disponibilidad (A)* e *Indisponibilidad (U)* del sistema, antes y después de la instalación del equipo, las cuales vienen dadas por:

$$A = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} \quad (4)$$

$$U = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} \quad (5)$$

Una vez establecidos los índices se inicia con el proceso de simulación de los tres escenarios, el cual consistió de las siguientes mediciones:

- Encontrar las tasas de falla y reparación de cada elemento que conforma los dos sistemas de estudio (Tabla II, Tabla III y Tabla IV.)**

Tabla II. Tasa de falla y reparación sistema 1

Elemento	λ [Falla/Año]	μ [Rep./Año]	FUENTE
Línea	0,37362 ^a	826,41	[17]
Transformado	0,04450	4460,5	[21]
Generador diésel	0,01350	478	[17]

^aEste dato es calculado para el caso de estudio, ya que el índice registrado es 0,1437[Falla/Año] por cada 1000 (ft) de línea

Tabla III. Tasa de falla y reparación sistema 2

Elemento	λ [Falla/Año]	μ [Rep./Año]	FUENTE
Barra	0,0017958	730	[22]
Transformador con núcleo de potencia	0,0014	1752	[23]

Tabla IV. Tasa de falla y reparación sistema 3

Elemento	λ [Falla/Año]	μ [Rep./Año]	FUENTE
Grupo electrógeno propio	0.1286	478	[17]

Los elementos anteriormente mencionados si bien no reflejan los datos exactos del caso de estudio, son consultas realizadas con equipos similares con los que se pretende semejar a los reales

en la Sub_A. Cabe resaltar que de tener registros reales de cualquier subestación a la cual se le pretenda realizar un estudio de confiabilidad, es aconsejable usarlos.

b. Cálculos de tiempos de falla y reparación para cada componente de los sistemas.

Los números aleatorios, fundamentales en la simulación de Monte Carlo, son generados en Excel mediante la función aleatorio, la cual genera números aleatorios sin ningún patrón de semilla entre ellos, en un rango de 0-1.

Una vez generados estos números se analiza la variable aleatoria de interés teniendo en cuenta que toda función de distribución de probabilidad evaluada en cualquier valor de X es igual a un número que representa la probabilidad entre 0 y 1 [24], por lo que:

$$F(x) = \text{Aleatorio} \quad (6)$$

Por lo tanto, se puede obtener un tratamiento a la variable X hallando la función inversa de la distribución de probabilidad:

$$x = F^{-1}(\text{Aleatorio}) \quad (7)$$

Para este caso en particular se usó la función de distribución exponencial, ya que su comportamiento asemeja la vida útil de cada elemento de los sistemas mientras aumenta su tiempo de uso en relación a las fallas que presenta durante este tiempo, la función inversa de la distribución exponencial es:

$$x = -\frac{1}{h} * \ln(\text{Aleatorio}) \quad (8)$$

Para generar los tiempos de falla y reparación aleatorios, en la fórmula de la distribución exponencial inversa se debe cambiar el parámetro “ h ”, que es la tasa de eventos o el inverso del parámetro de escala, por los índices de falla (λ) y reparación (μ) respectivamente encontrados para cada elemento de los sistemas [25]. Para este caso se decidió tomar un tiempo de expectativa de 50 Años o 438000 Horas en los sistemas planteados.

2.2. Simulación en ATP para determinar el comportamiento del TTNP ante una sobretensión por descarga atmosférica

Las sobretensiones por descargas atmosféricas son las tensiones fase-fase o fase-tierra que son superiores al nivel de tensión de diseño del sistema de potencia (V_m), son de origen externo, y son causadas por la caída de un rayo sobre o alrededor de un punto del sistema de potencia y se caracterizan por ser de muy corta duración [26].

Para realizar el análisis se debe tener en cuenta el motivo por el cual el rayo impacta directamente una línea de fase ya que según estudios realizados por la empresa interconexión eléctrica S.A (ISA) las descargas atmosféricas son el principal motivo para que una línea de alta tensión experimente una salida del sistema de potencia.

Entre las salidas producidas por descargas atmosféricas se deben destacar las más importantes que son las salidas producidas por fallas de apantallamiento y las debidas a flameo inverso [27]. Las producidas por fallas de apantallamiento son debidas a la caída de un rayo directamente en el conductor de fase por falla en el diseño del cable de apantallamiento, esto puede causar la salida inmediata de la línea ya que el rayo puede tener una corriente de 30 kA característicamente por lo que puede generar ondas de tensión a lado y lado del cable de fase y dependiendo de la impedancia característica del conductor se generará una sobretensión que puede superar los niveles de BIL característicos de una línea de 220kV, por tal razón se puede producir un flameo inverso entre conductores de fase lo cual acarrearía la salida inmediata de toda la línea [28].

Por otra parte, si la descarga atmosférica cae sobre el cable de guarda reflejara ondas a lado y lado que llegarán a la cruceta y tratarán de ser descargadas a tierra por medio de la bajante o de la misma torre, dependiendo de la impedancia de cada uno de estos elementos, estas ondas producidas por el rayo generarán tensiones que pueden ser bastante altas, si la tensión producida en la cruceta es mucho mayor que la tensión de las fases se produce el flameo inverso (back flashover), este flameo puede ocasionar dependiendo de la configuración de las protecciones la salida de la línea [27].

Para el estudio se utilizarán las sobretensiones provocadas por impacto directo sobre un conductor de fase (Figura 10) [28], ya que este sería el peor escenario para el sistema de potencia donde estaría instalado el TTNP y el objetivo es verificar cual será el comportamiento del devanado secundario del transformador debido a una descarga atmosférica en cualquier punto de dicho sistema.

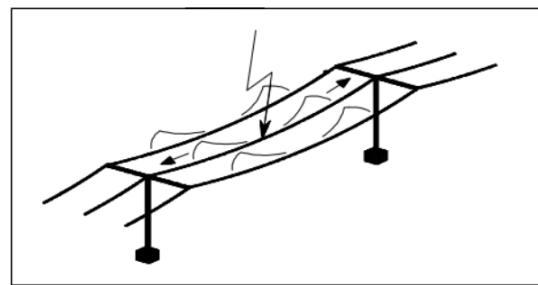


Figura 10. Impacto directo en un conductor de fase

Para la simulación de la sobretensión, se tendrán en cuenta posiciones de impacto aleatorias den-

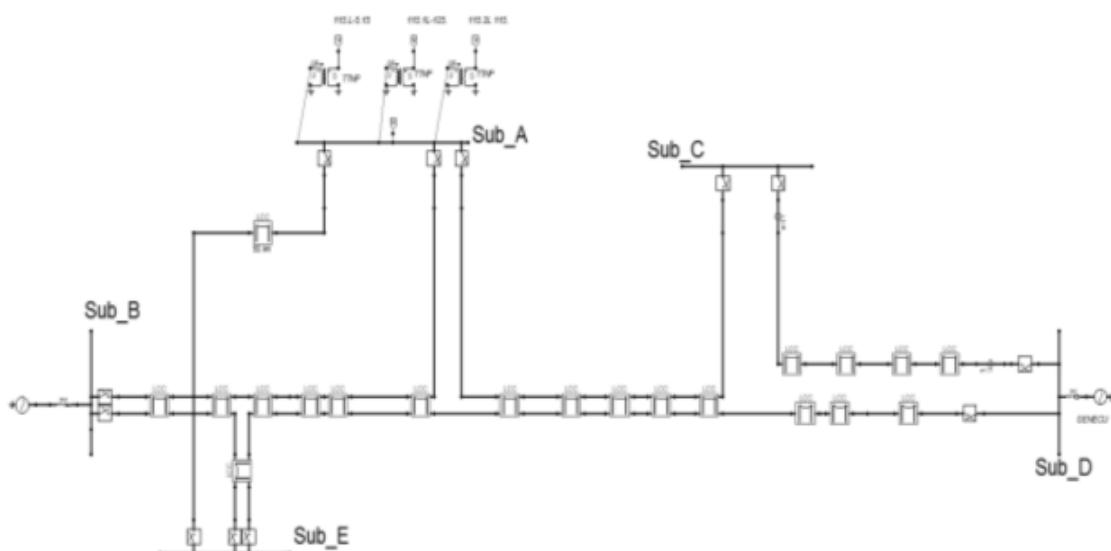


Figura 11. Sistema de potencia bajo estudio.

tro del sistema, donde se aplicará el impulso tipo rayo.

En la (Figura 11) se muestra el sistema de potencia estudiado para la simulación de las sobreten-siones causadas por las descargas atmosféricas.

En la parte superior se observa la Sub_A con los tres **TTNP** en cada una de sus fases, correcta-mente modelado de acuerdo a los datos de las pruebas eléctricas de corto circuito y circuito abierto realizadas por el fabricante del equipo.

Igualmente se modela un sistema de potencia real con sus respectivas líneas por tramos y longi-tudes de acuerdo a datos del sistema de la EEB, para poder obtener resultados bastante realistas.

3. Resultados

3.1. Valoración de confiabilidad

Al simular los elementos de cada sistema en conjunto y con los tiempos generados aleatoriamente, se registra que elemento tiene el menor tiempo de falla, esto debido a que nuestro criterio de contingencias es $n - 1$, mediante este proceso se encuentran los equipos en falla, como se indica a continuación:

Tabla V. Elemento en falla bajo criterio $n - 1$ del sistema 1

Tiempo aleatorio de falla [Falla/Hora]	Mínimo	Equipo en	Tiempo aleatorio	Tiempo entre	
Línea	Transformador	Generador	falla	reparación [Rep./Hora]	fallas [Hora]
4458,62	85246,50	18642,77	4458,62	línea	19,44
					4478,07

Tabla VI. Elemento en falla bajo criterio $n - 1$ del sistema 2

Tiempo aleatorio de falla [Falla/Hora]	Mínimo	Equipo en	Tiempo de reparación	Tiempo entre
Barra	Transformador de tensión			
22345464,65	4220167,24	4220167,24	SSVT	5,63
				4220172,88

Tabla VII. Elemento en falla bajo criterio $n - 1$ del sistema 3

Tiempo aleatorio de falla [Falla/Hora]	Mínimo	Equipo	Tiempo de reparación	Tiempo entre
Generador Servicio continuo	[Falla/Hora]	en falla	aleatorio [Rep./Hora]	fallas [Hora]
36319,66	36319,66	Generador S.C.	34,14	36353,80

Como se puede observar en la Tabla V , Tabla VI y en la Tabla VII , el programa en Excel selec-ciona el elemento con menor tiempo de falla e identifica el elemento fallado en cada sistema.

El proceso se repite con los tiempos de reparación generados aleatoriamente, ya que estos se sumarán al tiempo de falla del elemento mencionado por el programa, esto con el objetivo de esta-blecer un tiempo de recuperación del sistema o tiempo entre fallas.

Una vez se establece el tiempo entre fallas de cada sistema se realizan las iteraciones tantas veces sean necesarias para alcanzar el tiempo de estudio (50 Años o 438000 Horas), cabe resaltar que todos los índices se convirtieron en horas.

Durante el análisis se llegó a establecer que, para cumplir el tiempo de estudio cercano al deseado, en el Sistema 1 fueron necesarias veinte iteraciones; estableciendo esto para el Sistema 2, se realizaron el mismo número de iteraciones, pero se comprobó que en la primera iteración para este sistema se sobrepasó el tiempo de estudio deseado puesto que los elementos de este tienen tasas de falla más bajas en comparación con el Sistema 1.

Con los tiempos generados en cada sistema se calcularon los MTTF, MTTR y MTBF (Tabla **VIII**, Tabla **IX** y Tabla **X**), con estos y mediante la aplicación de las formulas establecidas anteriormente las aproximaciones a las tasas de falla y restauración del sistema entero.

Los índices LOLE y LOLP, corresponden a índices de confiabilidad del suministro de energía [29].

LOLP (Loss Of Load Probability): probabilidad de que la carga del sistema exceda la capacidad de suministro del mismo. No se da cobertura completa a la demanda de suministro.

LOLE (Loss Of Load Expectation): número de días en el cual el pico de la demanda se espera que supere la capacidad de suministro disponible.

Tabla VIII. Resultados del sistema 1	
MTTF [Año/Falla]	3,18
λ [Falla/Año]	0,31
MTTR [Año/Rep.]	0,0000018
μ [Rep./Año]	556352,8
Disponibilidad	0,99
Indisponibilidad	0,00040
Frecuencia de falla	0,31
LOLP	0,00039
LOLE	3,47

Tabla IX. Resultados del sistema 2	
MTTF [Año/Falla]	392,62
λ [Falla/Año]	0,0025
MTTR [Año/Rep.]	1,45E-08
μ [Rep./Año]	68788393,7
Disponibilidad	0,99
Indisponibilidad	2,75E-06
Frecuencia de falla	0,0025
LOLP	2,75E-06
LOLE	0,024

Tabla X. Resultados del sistema 3	
MTTF [Año/Falla]	6,43
λ [Falla/Año]	0,15
MTTR [Año/Rep.]	8,86E-07
μ [Rep./Año]	1127707,91
Disponibilidad	0,99
Indisponibilidad	0,00021
Frecuencia de falla	0,12
LOLP	0,000179
LOLE	1,56

Para un caso óptimo se espera que en los sistemas de estudio se obtengan valores bajos para LOLE y LOLP, de los tres escenarios estudiados el Sistema 2 resultó ser el óptimo, el Sistema 3, también presenta unos mejores índices en comparación al Sistema 1, pero no tanto como el Sistema 2. Además es válido afirmar que el grupo electrógeno durante su funcionamiento desprende sustancias tóxicas como: óxidos de nitrógeno, hollín, monóxido de carbono, hidrocarburos, compuestos de azufre y plomo [30], por lo que no solo, no es la opción más confiable como alimentación principal de los SSAA, sino que también es bastante contaminante, por lo tanto se puede concluir que la confiabilidad de la alimentación de los SSAA de la Sub_A, mejoraría al usar el *transformador de tensión con núcleo de potencia*.

3.2. Simulación para sobretensiones tipo rayo

A continuación se analizarán los resultados obtenidos aplicando el impulso de tensión tipo rayo, estos resultados son exclusivamente del devanado secundario del equipo bajo estudio, debido a que

es este devanado el que estará finalmente energizando las cargas de SSAA de la Sub_A.

- **Descarga atmosférica sobre la barra de la Sub_A**

Se observa que el devanado secundario de los **TTNP** inicialmente están trabajando sin ningún problema, al ocurrir una descarga atmosférica sobre la barra de la sub_A se observa que de manera inmediata la fase sobre la cual ocurre la descarga llega a valores aproximados a cero mientras que las otras dos fases sufren una fluctuación elevadas debido a la interacción del rayo por flameo sobre las otras fases (Figura 12), después de que se disipa el rayo se ve cómo las fases tienden a estabilizarse pero se mantienen en valores elevados de tensión debido a que el sistema trata de compensar la pérdida de la fase sobre la cual cae la descarga atmosférica. En la Tabla XI se pueden ver reflejados los valores de tensión en los tiempos en los cuales se deben ver los picos de tensión de cada fase y se observa claramente cómo las dos fases que no sufrieron el impacto elevan su nivel de tensión a valores alrededor de los 150V.

- **Descarga atmosférica sobre la barra de la Sub_B a 82 km de Sub_A**

En este caso se observa el comportamiento del **TTNP**, cuando ocurre una descarga atmosférica sobre una de sus fases. En la fase donde se presenta la descarga atmosférica se evidencia una fluctuación, además se observa en la Tabla XII y según la (Figura 13), la tensión de la fase impactada es de 55,49V máximo y con el paso del tiempo se va estabilizando, esto debido a los efectos del rayo sobre las otras fases y al ser este un nodo de generación se observa cómo hay fluctuación en tres períodos de la onda y a partir de ahí esta empieza a atenuar en unos valores de tensión que están por debajo de la tensión nominal de dichas fases.

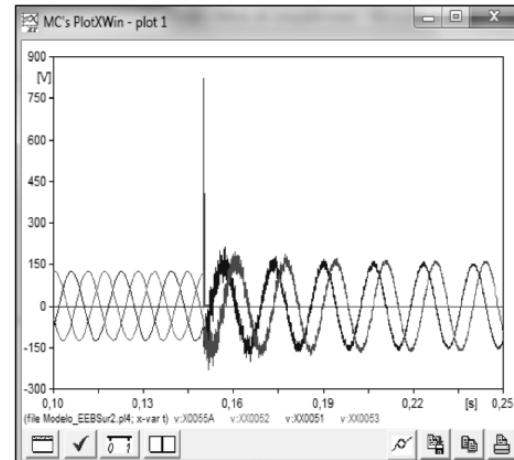


Figura 12. Sobretensión tipo rayo sobre la barra de la sub_A fase A

Tabla XI. Tensión de fases para falla en fase A barra Sub_A

FASES	$\pi/3$	$2\pi/3$	π
A	-4,17E-14V	-4,17E-14 V	-8,44E-11 V
B	145,36 V	-54,52 V	-117,14 V
C	-26,6 V	156,8 V	-123,23 V

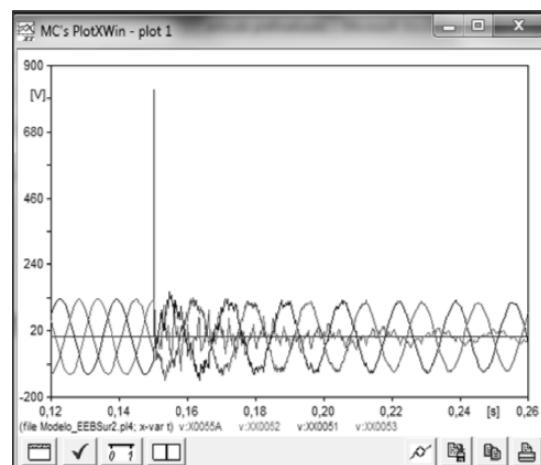


Figura 13. Descarga atmosférica en la Sub_B

Tabla XII. Tensión de fases por descarga atmosférica en Sub_B fase A

FASES	$\pi/3$	$2\pi/3$	π
A	55,49 V	0,18 V	-6,88 V
B	84,6 V	-91,5 V	-35,6 V
C	-85,2 V	114,11 V	-31,36 V

- **Descarga atmosférica sobre la barra de la Sub_B a 82Km de Sub_A**

Para la descarga que ocurre entre la Sub_A y la Sub_C a 142.1 Km de la Sub_A (Figura 14) se observa la afectación sobre la fase en la cual impacta directamente la descarga y las pequeñas fluctuaciones sobre las otras fases debido a los efectos del rayo, luego de algunos milisegundos después de ocurrir el impacto, el sistema persiste en mantener una tensión sobre la fase que impacta el rayo, mientras las otras fases aumentan su tensión para tratar de suplir la perdida que está generando la fase en falla, como se puede observar tanto en la Figura 14. En la Tabla XIII, es evidente que por la distancia en la que impacta el rayo y en comparación con las otras simulaciones la fase en falla no pierde totalmente su tensión y por lo tanto las otras fase no se ven forzadas a elevar su nivel de tensión, tanto como si lo tuvieron que hacer cuando impacto el rayo directamente en la barra de la Sub_A y cuando impacto muy próximo a la misma subestación.

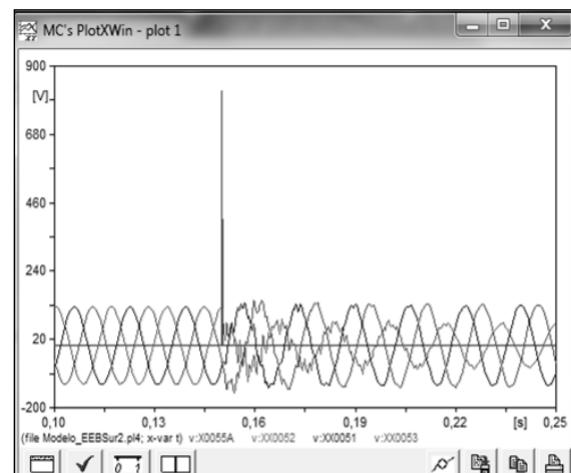


Figura 14. Comportamiento del TTNP ante una descarga atmosférica a 142.1km de la Sub_A.

Tabla XIII. Tensión de fases salida por descarga atmosférica en fase A a 142km de Sub_A.

FASES	$\pi/3$	$2\pi/3$	π
A	-59,60V	-17,28V	59,85V
B	121,2V	-6,9V	-68,57V
C	-54,78V	145,76V	60,76V

4. Conclusiones

Según el estudio de confiabilidad realizado, el TTNP cumple con las exigencias de diseño, mantenimiento y durabilidad con respecto a los sistemas de alimentación de SSAA actuales en la Sub_A. También se demuestra que implementando el TTNP la probabilidad de pérdida de carga es menor en comparación a los demás escenarios, por lo tanto la alimentación de SSAA será más confiable. Es recomendable aplicar el estudio con datos reales de cualquier subestación en la que se pretenda implementar este sistema, como ya se había mencionado anteriormente, ya que de acuerdo a la realidad y veracidad de los registros ingresados, los resultados que se obtendrán serán más concretos.

Si bien se demuestra que el TTNP es la mejor opción técnica para mejorar la confiabilidad de los servicios auxiliares, también se recomienda realizar un estudio de factibilidad económica que compare los tres escenarios que se estudiaron, para determinar definitivamente si el TTNP, es la opción más rentable, para alimentar los servicios auxiliares de una subestación tipo maniobra.

Para el caso de la Sub_A es recomendable implementar el TTNP, ya que este elimina la dependencia de agentes distribuidores en media tensión, convirtiendo la subestación en auto dependiente, pues la alimentación de los SSAA, es directamente tomada de la barra de la misma, simplificando el circuito de alimentación de los mismos sin generar contaminación, como sí lo haría implementar un grupo eléctrógeno.

Dependiendo de la magnitud de la corriente del rayo y de factores de diseño de la línea como lo serían distancias de seguridad, diámetro de los conductores, impedancia característica de cada uno de los componentes del sistema asimismo se verá afectado ante una descarga atmosférica y de esto dependerá la gravedad de la falla y de si la línea sea afectada parcial o totalmente.

Las descargas atmosféricas rara vez tendrán impacto directo sobre una barra en una subestación debido al diseño de apantallamiento, por lo cual las simulaciones en las que se utilizó el impacto directo en las barras tienen una probabilidad casi nula de suceder.

Es preciso recordar que el TTNP, tiene aplicaciones que son recomendables estudiar posteriormente, una de ellas es la electrificación rural, la cual en nuestro país tendría un gran impacto social en las zonas no interconectadas, desde este punto de vista es imprescindible saber que para una adecuada educación energética se deben contar con nuevas tecnologías que conjuguén las necesidades del sector energético y los posibles nuevos escenarios que permitan atender las problemáticas ambientales generadas por antiguos modelos de energización [31]. También destacando que la tecnología sería nueva en el país se recomienda realizar el estudio técnico para la utilización en alimentación de antenas de telecomunicaciones con el fin de retirar el cableado en las redes de telecomunicaciones y utilizar antenas de transmisión de señal inalámbrica.

Reconocimientos

Se da formal reconocimiento a la Universidad Distrital Francisco José De Caldas y a la Empresa de Energía de Bogotá, en especial al Ingeniero Edgar Yesid Torres por su disposición, compromiso y apoyo, durante la elaboración de este artículo.

Referencias

- [1] Martínez, C. *Plan de mantenimiento de servicios auxiliares de las subestaciones del SEN*. Tesis Pregrado, Universidad Simón Bolívar, Sartenejas, 2012. ↑67
- [2] IEC 60694, *Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear standards*. Geneva, 1996. ↑67
- [3] ANSI C84.1, *For Electric Power Systems and Equipment-Voltage Ratings (60 Hertz)*. Rosslyn, VA, 2011. ↑67
- [4] M. Villegas S.A., *Subestaciones de alta y extra alta tensión (Segunda edición)*. Medellín, Impresiones Gráficas Ltda., 2003. ↑67, 68
- [5] EDP HC Energía, “Servicios Auxiliares de Subestaciones ET/4001”. S.f. [En línea]. Disponible en: <http://www.edphcnergia.es/recursosedp/doc/distribucion-luz/20130917/subestaciones-y-centros-d/servicios-auxiliares-de-subestaciones.pdf> ↑68
- [6] EEB, Gerencia de mantenimiento, *Visita a la zona SUR*, Empresa Energía de Bogotá, Bogotá, D.C., 2015. ↑68
- [7] ABB Ltd, “Types SSVT and SSMV oil-filled station service voltage transformers Auxiliary power from high voltage transmission lines”. S.f. [En línea]. Disponible en: [http://www02.abb.com/global/brabb/brabb155.nsf/bf177942f19f4a98c1257148003b7a0a/64d9fd97c7e797bf83257ebb00639c19/\\$FILE/_Cat %C3%A1logo+-+SSVT.pdf](http://www02.abb.com/global/brabb/brabb155.nsf/bf177942f19f4a98c1257148003b7a0a/64d9fd97c7e797bf83257ebb00639c19/$FILE/_Cat %C3%A1logo+-+SSVT.pdf) ↑69, 70, 71
- [8] Juma, M., and Trevor, C., “Implication of Using Auxiliary Service Voltage Transformer Sub-Stations for Rural Electrification”. *International Journal of Energy and Power Engineering*, vol. 4, pp. 1-11, Mar. 2015. ↑69
- [9] Arteche, “Calálogo Transformadores de tensión para servicios auxiliares”. 2015. <http://arteche.com/es/productos/transformadores-de-tensi%C3%B3n-para-servicios-auxiliares> ↑69
- [10] ABB Ltd., “SSVT and SSMV product catalog oil-filled station service voltage transformers Auxiliary power from high voltage transmission lines”. S. f. [En línea]. Disponible en: https://library.e.abb.com/public/8b3c5fb893624902a5d4a0cb7f2ace5e/SSVT%20Family%20Brochure_PPHVITSSV1014BR_final.pdf ↑70

- [11] Henao, W., “Transformadores de Voltaje de Alta Tensión para suministro directo de Potencia en Baja y Media Tensión”. [En línea]. Disponible en: <http://new.abb.com/docs/librariesprovider78/chile-documentos/novenas-jornadas-tecnicas-2015/pp/william-henao.pdf?sfvrsn=2> ↑70
- [12] ABB Ltd., “Station Service Voltage Transformer (SSVT) general protection”. S. f. [En línea]. Disponible en: https://library.e.abb.com/public/226de1d6648b678e85257c71004b2b3a/SSVT%20General%20Protection_PPHVI_TSSV0312TD.pdf ↑70
- [13] ABB Group, *SSVT- Transformador de Voltaje para potencia auxiliar*. Jornadas técnicas de ABB, Lima, Perú, 2015. ↑70
- [14] Zapata, C., “Conceptos generales” in *Confiabilidad Sistemas Eléctricos de potencia*, 1st ed., Pereira, Universidad Tecnológica de Pereira, 2011, pp. 1-8. ↑71
- [15] Ruiz, D., y Lozano, D., *Coordinación de aislamiento*. 2007. [En línea]. Disponible en: <http://cursa.ihmc.us/rid=1L7681P9H-2BT34NJ-1MP3/COORDINACION-DE-AISLAMIENTO.pdf> ↑70
- [16] Faulín, J., y Ángel, J., “Simulación de Montecarlo http://www.uoc.edu/in3/emath/docs/Simulacion_MC.pdf” ↑71
- [17] IEEE, “Summary of equipment reliability data” in IEEE Std 493-1997 (Revision of IEEE Std 493-1990), pp. 37-78, Dec. 16, 1997. ↑71, 73
- [18] Zapata, C., Garces, L., y Gómez, O., “Modelamiento de componentes de sistemas compuestos generación - transmisión para estudios de confiabilidad”. *Scientia et Technica*, 38(25), pp. 53-58, 2004. [En línea]. Disponible en: http://www.utp.edu.co/planeamiento/prod_aca/articulos/artc2Lina.pdf ↑71
- [19] Zapata, C., y Gómez, V. “valoración de confiabilidad de subestaciones eléctricas utilizando simulación de montecarlo”. *Scientia et Technica* 3(32), pp. 67-72. 2006. [En línea]. Disponible en: <http://revistas.utp.edu.co/index.php/revistaciencia/article/view/6205/3595> ↑72
- [20] Ruiz, J., *Propuesta metodológica para el cálculo y gestión de la confiabilidad del suministro energético en instalaciones industriales*. Tesis Especialización, Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín, 2013. ↑73
- [21] Zapata, C., Cataño, D. y Suárez, H., “Índices de confiabilidad de transformadores de distribución”. *Mundo Eléctrico*, 57(57), pp. 102-106, 2004. [En línea]. Disponible en: <http://academia.utp.edu.co/planeamiento/files/2014/01/IndicesConfiabilidadTrafos.pdf> ↑73
- [22] Muñoz, G., *Análisis de confiabilidad de arreglos de barras e interruptores en extra alta tensión mediante árboles de falla*. Tesis Pregrado, Universidad de Chile, Santiago de Chile, 2012. ↑73
- [23] Martínez, P., *Mejoras en el cálculo de índices de fiabilidad en redes malladas de distribución de energía eléctrica*. Tesis doctoral, Universidad de Sevilla, Sevilla, 2013. ↑73
- [24] Zapata, C., *Análisis probabilístico y simulación*. Pereira, Universidad Tecnológica de Pereira, 2010, pp. 38-109. ↑74
- [25] Billinton, R., and Allan, R., *Reliability Evaluation of Power Systems* (2nd ed.) New York and London, Plenum Press, 1996, pp. 400-417. ↑74
- [26] Blandón, J. “Coordinación de aislamiento norma iec 60071-2 vs ingeniería por desempeño”. S. f. [En línea]. Disponible en: http://ingenieria.udea.edu.co/altae2009/documentos/conferencias_magistrales/conferencia_ingenieria_desempeno_jaime_blandon.pdf ↑74
- [27] Mejía, A. *Características de las descargas atmosféricas y su efecto sobre las líneas*. 2005. [En línea]. Disponible en: <http://www.gamma.co/caracteristicas-las-descargas-atmosfericas-efecto-las-lineas-transmision/> ↑75
- [28] González, F. *Evaluación estadística del comportamiento de líneas aéreas de distribución frente a sobre tensiones de origen externo*. Tesis doctoral, Universitat Politècnica de Catalunya, Cataluña, 2001. ↑75
- [29] Ventosa, M., y Ramos, A. “Modelos de sistemas de energía eléctrica”. 2006. [En línea]. Disponible en: <http://www.iit.comillas.edu/aramos/presentaciones/Tema%20M5%20Indices%20de%20fiabilidad.pdf> ↑77
- [30] Martínez, M., Fernandez, A., Molina, E., y García, R., “Grupos electrógenos y su impacto ambiental”. *Higiene y Sanidad Ambiental* 7, pp. 217-221, 2007. [En línea]. Disponible en: [http://www.salud-publica.es/secciones/revista/revistaspdf/bc51015c2c43ce3_Hig.Sanid.Ambient.7.217-221\(2007\).pdf](http://www.salud-publica.es/secciones/revista/revistaspdf/bc51015c2c43ce3_Hig.Sanid.Ambient.7.217-221(2007).pdf) ↑77
- [31] Gallego, A. y Castro, J. “Sobre el rol innovador de la educación energética para la investigación en ingeniería”. *Ingeniería*, Vol. 19, No. 2, pp. 147–163, 2014. ↑80

Diego Ernesto Viteri Toquica

Estudiante de Ingeniería eléctrica de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas; se desempeñó como practicante Universitario en la Empresa de Energía de Bogotá donde desarrolló protocolos de mantenimiento para equipos de patio de alta tensión. Actualmente es ingeniero en el área de diseño en la Empresa ACJ High Voltage, Tenjo Cundinamarca, Colombia.

Correo electrónico: deviterit@correo.udistrital.edu.co

César Andres Garzón Bustos

Estudiante de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas; se desempeñó como ingeniero residente en empresas de ingeniería eléctrica.

Correo electrónico: cesagarzonb@correo.udistrital.edu.co

Eider Alexander Narváez Cubillos

Ingeniero Electricista, Universidad Nacional de Colombia; magíster en Ingeniería Eléctrica, Universidad los Andes; actualmente adelanta sus estudios de doctorado en la Universidad Nacional de Colombia en el tema de sistemas de almacenamiento de energía y se encuentra vinculado al grupo de Compatibilidad Electromagnética de la misma Universidad. Ha sido profesor en diferentes Universidades en la ciudad de Bogotá y actualmente es profesor de planta en la Universidad Distrital Francisco José de Caldas, de Bogotá, donde ha trabajado en las áreas de máquinas eléctricas, instalaciones eléctricas y sistemas de potencia. Pertenece al grupo de Investigación de LIFAE de la misma institución. Correo electrónico: anarvaez@udistrital.edu.co