

Estudio de Confiabilidad del Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito S.A Utilizando el Software Power Factory de Digsilent

Raúl Andrés Llumiquinga Cisneros

Luis Ruales Corrales

Ingeniería Eléctrica, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador

Resumen- El presente artículo muestra un estudio de confiabilidad del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito S.A. mediante la utilización del software Power Factory de Digsilent desde los puntos de interconexión del Sistema Nacional Interconectado hasta la alimentación de las subestaciones de distribución.

I. INTRODUCCIÓN

El sistema de suministro de energía eléctrica se encuentra constituido por un conjunto de elementos que son útiles para la generación, transporte y distribución para satisfacer la demanda de los consumidores con los mínimos costos posibles cumpliendo requisitos de calidad técnica y con un adecuado nivel de confiabilidad. Los requisitos de calidad técnica están dados por límites admisibles de tensión y frecuencia.

La confiabilidad del servicio de energía eléctrica, medida a través de índices de desempeño, tiene dos orientaciones diferentes: el registro de eventos pasados y la predicción de confiabilidad. Las empresas de servicio eléctrico normalmente llevan un registro estadístico de los eventos pasados, con los cuales pueden evaluar el desempeño de sus sistemas y algunos indicadores económicos, especialmente la energía no suministrada. La predicción de índices de confiabilidad pretende determinar el comportamiento que tendrá la red, basado en el desempeño pasado, determinando posibles problemas y poder sugerir correcciones, cambios y/o mejoras en la topología de la red.

La confiabilidad para este tipo de sistemas se establece en base a una serie de cuantificadores que intentan describir en promedio las veces en que se ve afectado el servicio eléctrico y sus probables duraciones. Los índices más comunes utilizados en la cuantificación de confiabilidad son los relacionados con la frecuencia y duración de fallas o cortes de suministro de energía eléctrica.

II. METODOLOGÍA

A. Recolección de información

Para cada componente se requiere reportes de eventos de salida y restauración que incluye la fecha y hora de

salida, fecha y hora de restauración. A mayor tiempo de registros, mayor será el intervalo de confianza de las estadísticas por lo que se recomienda que los registros cubran un periodo mayor a un año. Estos dependerán hasta cierto punto de la naturaleza y detalle del sistema en estudio. Los datos de los componentes del sistema que generalmente se requieren son:

- Tasa de falla (tasas forzadas de falla) asociada con los diferentes modos de falla.
- Tiempo promedio esperado de reparación o reemplazo de un componente en falla.
- Mantenimiento programado de un componente.
- Duración promedio esperada por mantenimiento sea este programado o no.

B. Índices de operación

Para la modelación del sistema de subtransmisión se requiere dar un tratamiento adicional a los datos de los componentes obtenidos de los registros históricos. A continuación se presentan las expresiones que determinan estos índices de operación.

$$DISP = \frac{\sum HD_i}{HP} * 100$$

Donde:

DISP: disponibilidad del componente

HD: número de horas disponibles en el período estadístico

HP: número de horas del período estadístico

$$F_{FL/T} = \frac{\text{Número de fallas}_T}{L_{L/T} \cdot A_E} \left[\frac{1}{\text{año} \cdot \text{km}} \right]$$

Donde:

$F_{FL/T}$: frecuencia de falla para líneas de transmisión

$L_{L/T}$: longitud de la línea de transmisión

A_E : años del período estadístico

$$F_{FT} = \frac{\text{Número de fallas}_T}{A_E} \left[\frac{1}{\text{año}} \right]$$

Donde:

F_{FT} : frecuencia de falla para transformadores

A_E : años del período estadístico

$$T_{mrL} = \frac{\sum_{i=1}^n HIR_i}{\sum_{i=1}^n \text{Número de fallas}_i}$$

Donde:

T_{mrL} : tiempo medio de reparación de líneas de transmisión
 HIR_i : número de horas en que un componente, se encuentra indisponible para operar o se encuentra en reparación debido a un evento i .

El cálculo del tiempo medio de reparación para transformadores y reactores se realiza de la misma manera que en el caso de una línea de transmisión.

C. Índices de confiabilidad

Anteriormente ya se mencionó algunos índices de confiabilidad como son la disponibilidad y la indisponibilidad, pero a más de estos índices, se han definido índices que controlan la frecuencia y duración de las interrupciones e índices que determinan el costo de las interrupciones. Estos índices tienen por objeto determinar el impacto de las interrupciones, por número, duración y severidad.

En el cálculo de la confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia, existen dos categorías básicas de índices de confiabilidad:

- Los índices de los puntos de carga
- Los índices del sistema

Los índices de punto de carga dan la frecuencia y duración de las interrupciones para cada punto de carga individual. Los índices del sistema generalmente se determinan en base a los índices de los puntos de carga y muestran la frecuencia y duración de las interrupciones de toda la red analizada.

Existen muchos índices de confiabilidad para cada una de estas categorías, como son: SAIFI, CAIDI, CAIFI, SAIDI, ASAI, ASUI, ENS, ACCI, LPIT, LPIF, etc.

De todos estos índices los que se usan frecuentemente son:

- Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema, [1/a].

$$SAIFI = \frac{\text{Número total de interrupciones a los clientes}}{\text{Número total de clientes}}$$

- Índice de frecuencia de interrupción promedio del cliente, [1/Ca].

$$CAIFI = \frac{\text{Número total de interrupciones a los clientes}}{\text{Número total de clientes interrumpidos}}$$

- Índice de duración de la interrupción promedio del sistema, en [hrs/a].

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Duración de las interrupciones a los clientes}}{\text{Número total de clientes}}$$

- Índice de duración de interrupción promedio del cliente, en [hrs/Ca].

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

III. ESTUDIO DE CONFIABILIDAD EN POWER FACTORY DE DIGSILENT

El análisis se realiza para el escenario de máxima demanda, en busca de mejores alternativas de operación del sistema e inversión de recursos a muy corto plazo. Esta inversión de recursos se traduce prácticamente en la disminución de la tasa de falla, energía no suministrada; factores que tienen relación directa con los índices de confiabilidad y la calidad del servicio eléctrico.

Para realizar un análisis de confiabilidad en el software DIGSILENT, se realiza los siguientes pasos fundamentales:

- Modelo de fallas.
- Modelo de carga.
- Estado de producción del sistema.
- Análisis de efecto de fallas (FEA).
- Análisis estadístico.
- Reporte de resultados.

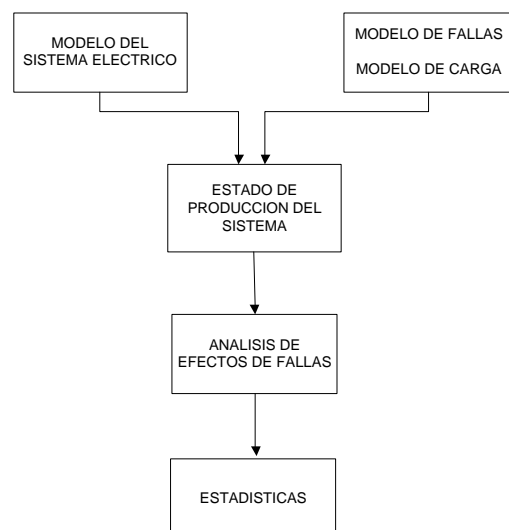


Fig. 1 Diagrama de bloques de pasos fundamentales

Los modelos de falla describen la manera en el que los componentes del sistema pueden fallar, la frecuencia con que se producirá un error y el tiempo que se necesita para repararlas. Los modelos de carga pueden consistir en sólo

algunas demandas de carga posible, o puede basarse en la carga exacta previsiones y escenarios de crecimiento.

La combinación de una o más fallas simultáneas y una condición de carga específica se denomina “Estado del Sistema”. Es la tarea del modulo de FEA analizar los estados de falla del sistema simulando las reacciones del sistema a estas fallas. El FEA normalmente tomará el sistema de potencia a través de una serie de estados operacionales que pueden incluir:

- Despeje de fallas disparando protecciones.
- Separación de fallas por la apertura de los interruptores de separación.
- Restauración de potencia mediante el cierre de los interruptores normalmente abiertos.
- Alivio de sobrecarga por transferencia de carga y desconexión de carga.

La tarea básica de las funciones del FEA es determinar si las fallas del sistema darán lugar a las interrupciones de cargas y cuando sea el caso observar por cuánto tiempo se verán interrumpidas estas cargas. Los resultados del FEA se combinan con los datos que proporciona el módulo de estado de producción del sistema para actualizar las estadísticas. Los datos del estado del sistema describe la frecuencia esperada de ocurrencia del estado del sistema y su duración esperada.

A. Asignación de datos de confiabilidad a elementos de la red.

Se citan ciertas consideraciones que se deben tener en cuenta para simulación.

- Modelar el sistema de estudio para cálculos de flujo de carga.
- Entrada y asignación de datos de confiabilidad.
- Asignar características a los elementos de carga.
- Posiblemente definir grupos de fallas.
- Ajustar los parámetros de cálculo.
- Ejecutar el cálculo.
- Visualizar los resultados en el diagrama de red, por medio de tablas y gráficos.
- Posiblemente hacer evaluaciones adicionales.
- Posiblemente repetir los pasos desde la ejecución de cálculo con el fin de analizar diferentes casos de estudio.

B. Modelos de fallas

En el programa DIGSILENT existen modelos de fallas de los siguientes componentes:

- Barras
- Líneas y cables
- Transformadores

- Generadores

Todos los modelos de fallas definen con qué frecuencia un componente sufrirá una falla activa. Todas las fallas activas deben ser despejadas por la protección. Se asume que la reparación del componente fallido empieza directamente después de que la falla se ha despejado.

La duración de la reparación que también se define en los modelos de fallas, es igual al tiempo necesario para restaurar la funcionalidad del componente. El tiempo necesario para iniciar la reparación y todos los otros retrasos serán incluidos así en el tiempo de reparación total.

IV. RESULTADOS

A continuación se analizan los parámetros técnicos y económicos para la toma de decisiones con el fin de incrementar el nivel de confiabilidad.

A. Análisis de confiabilidad condiciones actuales

Los resultados presentados en la tabla I muestran el nivel de confiabilidad del sistema en las condiciones actuales. Se presenta resultados tanto para el sistema en general como para las cargas.

TABLA I
ÍNDICES DE CARGA DEL SISTEMA – CONDICIONES ACTUALES

| DESCRIPCIÓN | INDICE | VALOR | UNIDAD |
|---|--------|-------------|--------|
| Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema | SAIFI | 1,217452 | 1/a |
| Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente | CAIFI | 1,217452 | 1/Ca |
| Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema | SAIDI | 2,125 | h/a |
| Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente | CAIDI | 1,745 | h |
| Índice de Disponibilidad del Servicio Promedio | ASAI | 0,999757424 | |
| Índice de Indisponibilidad del Servicio Promedio | ASUI | 0,000242576 | |
| Energía no Suministrada | ENS | 1.158,62 | MWh/a |
| Energía no Suministrada Promedio | AENS | 21,861 | MWh/Ca |
| Costo Energía no Suministrada | CENS | 1.776.162,9 | US\$/a |

La siguiente tabla cita las zonas del sistema que presentan valores elevados de frecuencias de falla, duración de falla y energía no suministrada.

Se aprecia que las cargas con elevada frecuencia de falla presentan también elevados tiempos de falla y elevados niveles de energía no suministrada. Algunas de estas cargas presentan problemas debido a su situación geográfica y a su débil conexión eléctrica.

TABLA II
ÍNDICES POR CARGA – CONDICIONES ACTUALES

| Nombre | LPIF [1/a] | Nombre | LPIT [h/a] | Nombre | LPENS [MWh/a] |
|-----------|------------|-----------|------------|-----------|---------------|
| C_BANCOS | 7,82 | C_BANCOS | 30,49 | C_QUINCH | 143,40 |
| C_SGOLQ | 5,45 | C_QUINCH | 8,50 | C_BANCOS | 137,20 |
| C_ENKAD | 4,09 | C_SGOLQ | 6,15 | C_SGOLQ | 92,47 |
| C_QUINCH | 3,00 | C_ENKAD | 4,53 | C3_BRRNVO | 58,89 |
| C1_BRRNVO | 2,91 | C1_BRRNVO | 3,91 | C2_CRIST | 33,35 |
| C2_BRRNVO | 2,91 | C2_BRRNVO | 3,91 | C1_CRIST | 30,54 |
| C3_BRRNVO | 2,36 | C_MARIN | 3,78 | C2_EPIC | 30,38 |
| C_CAROL | 2,27 | C_SUCRE | 3,54 | C_CAROL | 27,60 |
| C_FLORST | 2,27 | C3_BRRNVO | 3,04 | C1_BRRNVO | 27,38 |
| | | C_CAROL | 1,73 | C_MARIN | 24,95 |
| | | C_FLORST | 1,73 | C1_EPIC | 24,00 |

Una vez identificados los puntos o zonas débiles del sistema se puede presentar una solución considerando las siguientes sugerencias:

- En primer lugar, realizar una revisión periódica del estado de funcionalidad de cada componente, realizando mantenimientos programados en intervalos de tiempo menores a los considerados en la actualidad.
- Tener especial cuidado en el mantenimiento de los interruptores y sistemas de protecciones en general.
- Dependiendo del diseño de la red se puede implementar:
 - Doble circuito, para el caso de líneas.
 - Un transformador adicional en las S/E.
 - Una conexión adicional con el punto más cercano
 - Establecer tramos de líneas independientes de una subestación a otra.
 - Esquemas de transferencia de carga.
- Implementar un punto de generación en el sitio.
- Mejorar gestión de repuesta de cuadrillas para reducir tiempos de restauración.

Todas las sugerencias deben tener un análisis técnico y económico, para poder elegir la opción adecuada que considere el mejoramiento de la confiabilidad al menor costo. Cabe señalar que en algunos casos puede ser

necesaria la aplicación de varias de las sugerencias mencionadas.

B. Análisis de confiabilidad condiciones mejoradas

Los puntos considerados como débiles en el sistema son las cargas Los Bancos, El Quinche, Sangolqui, Enkador, Barrionuevo, Carolina y Floresta.

La solución en las cargas Los Bancos y El Quinche se presenta con un riguroso cumplimiento del plan de expansión.

Una vez tratados los puntos débiles del sistema considerando las sugerencias citadas en el punto anterior se presenta la siguiente tabla.

TABLA III
ÍNDICES DE CARGA DEL SISTEMA – CONDICIONES MEJORADAS

| DESCRIPCIÓN | INDICE | VALOR | UNIDAD |
|---|--------|-------------|--------|
| Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema | SAIFI | 0,707724 | 1/a |
| Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente | CAIFI | 0,721334 | 1/Ca |
| Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema | SAIDI | 1,117 | h/a |
| Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente | CAIDI | 1,578 | h |
| Índice de Disponibilidad del Servicio Promedio | ASAI | 0,99987248 | |
| Índice de Indisponibilidad del Servicio Promedio | ASUI | 0,00012751 | |
| Energía no Suministrada | ENS | 743,007 | MWh/a |
| Energía no Suministrada Promedio | AENS | 14,019 | MWh/Ca |
| Costo Energía no Suministrada | CENS | 1.139.029,7 | US\$/a |

Un análisis comparativo de los índices de carga del sistema de las condiciones actuales con los índices de carga del sistema de las condiciones mejoradas muestran que el índice SAIFI tiene una reducción en su valor, que representa el 41,87 %, el índice SAIDI presenta una reducción del 47,44 %, el índice CAIDI presenta una reducción del 9,57 % y el índice ASAI mejoró en 0,012 %. La energía no suministrada disminuye en un 35,87 %, la reducción en los índices antes mencionados representan una mejor confiabilidad del sistema.

1) *Costos de inversión:* Basándose en la Resolución No. 025/11 “Estimación Referencial de CENS en Ecuador” y el “Estudio de costos para fijación de tarifas” emitidos por el CONELEC se establecen los costos de inversión y los años de recuperación del capital para cada

una de las alternativas presentadas en mejora de los índices de confiabilidad.

En la siguiente tabla se puede apreciar el costo de inversión y recuperación del capital para cada una de las alternativas.

TABLA IV
COSTOS DE INVERSIÓN Y RECUPERACIÓN DEL CAPITAL

| | COSTO DE INVERSIÓN [US\$] | COSTOS EVITADOS [US\$/a] | RECUPERACIÓN DEL CAPITAL [años] |
|------------------------|---------------------------|--------------------------|---------------------------------|
| C_BARRIONUEVO | 147.540 | 102.872,55 | 2 |
| C_SANGOLQUI, C_ENKADOR | 703.100 | 115.935,83 | 6 |
| C_CAROLINA | 280.840 | 21.069,14 | 13 |
| C_FLORESTA | 132.920 | 10.224,75 | 13 |

C. Análisis de confiabilidad transformadores TRN y TRP 138/46 kV S/E Santa Rosa.

Una vez hecha las consideraciones necesarias para el análisis, en la siguiente tabla se pueden apreciar los índices de carga del sistema.

TABLA V
ÍNDICES DE CARGA DEL SISTEMA - T1 VICENTINA 48 MVA

| DESCRIPCIÓN | INDICE | VALOR | UNIDAD |
|---|--------|------------|--------|
| Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema | SAIFI | 0,264719 | 1/a |
| Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente | CAIFI | 1,169174 | 1/Ca |
| Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema | SAIDI | 0,313 | h/a |
| Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente | CAIDI | 1,182 | h |
| Índice de Disponibilidad del Servicio Promedio | ASAI | 0,99996428 | |
| Índice de Indisponibilidad del Servicio Promedio | ASUI | 0,00003571 | |
| Energía no Suministrada | ENS | 144,179 | MWh/a |
| Energía no Suministrada Promedio | AENS | 2,72 | MWh/Ca |
| Costo Energía no Suministrada | CENS | 221.026,4 | US\$/a |

Aunque los índices de confiabilidad que se presentan en la tabla anterior no son extremadamente elevados existe una posibilidad de mejorarlos.

Esta posibilidad se basa principalmente en el cambio del transformador T1 138kV/46kV de 48 MVA a un transformador de 100 MVA de la S/E Vicentina. Dicho cambio incluye el cierre del interruptor de enlace en la barra de 46kV de la S/E Vicentina y la puesta en servicio

de la línea Miraflores – Pérez Guerrero (46kV), como se puede apreciar en las siguientes figuras.

Tomando en cuenta el cambio de transformador T1 y el cierre del interruptor de enlace en la S/E Vicentina, y la puesta en servicio de la línea Miraflores – Pérez Guerrero se presenta la siguiente tabla con los índices de carga del sistema.

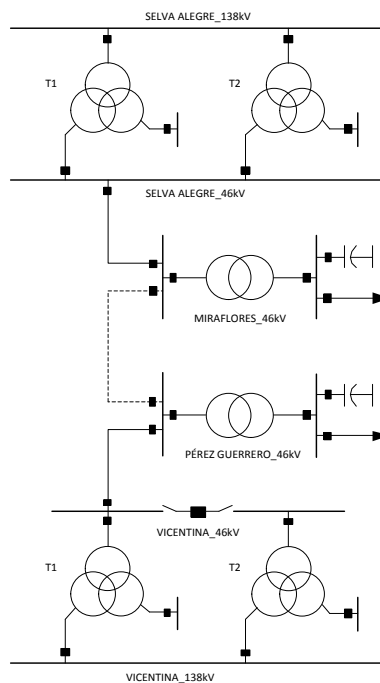


Fig. 2 T1 Vicentina 48 MVA

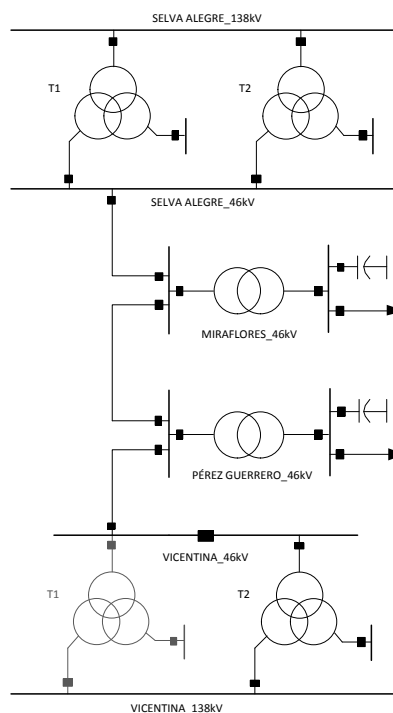


Fig. 3 T1 Vicentina 100 MVA

El índice SAIFI tiene una reducción en su valor, que representa el 49,23 %, el índice SAIDI presenta una reducción del 44,09 %, el índice CAIDI presenta una reducción del 12,77 % y el índice ASAI mejoró en 0,00157 %. La energía no suministrada disminuye en un 52,74 %.

TABLA VI
ÍNDICES DE CARGA DEL SISTEMA - T1 VICENTINA 100 MVA

| DESCRIPCIÓN | INDICE | VALOR | UNIDAD |
|---|--------|------------|--------|
| Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema | SAIFI | 0,134401 | 1/a |
| Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente | CAIFI | 0,647568 | 1/Ca |
| Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema | SAIDI | 0,175 | h/a |
| Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente | CAIDI | 1,031 | h |
| Índice de Disponibilidad del Servicio Promedio | ASAI | 0,99998003 | |
| Índice de Disponibilidad del Servicio Promedio | ASUI | 0,00001996 | |
| Energía no Suministrada | ENS | 68,143 | MWh/a |
| Energía no Suministrada Promedio | AENS | 1,286 | MWh/Ca |
| Costo Energía no Suministrada | CENS | 104.463,2 | US\$/a |

D. Análisis de confiabilidad transformadores T1 y T1 138/46 kV S/E Selva Alegre.

TABLA VII
ÍNDICES DE CARGA DEL SISTEMA - T1 VICENTINA 48 MVA

| DESCRIPCIÓN | INDICE | VALOR | UNIDAD |
|---|--------|-------------|--------|
| Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema | SAIFI | 0,215694 | 1/a |
| Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente | CAIFI | 0,394198 | 1/Ca |
| Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema | SAIDI | 0,215 | h/a |
| Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente | CAIDI | 0,998 | h |
| Índice de Disponibilidad del Servicio Promedio | ASAI | 0,999975438 | |
| Índice de Disponibilidad del Servicio Promedio | ASUI | 0,000024562 | |
| Energía no Suministrada | ENS | 91,334 | MWh/a |
| Energía no Suministrada Promedio | AENS | 1,723 | MWh/Ca |
| Costo Energía no Suministrada | CENS | 140.015,0 | US\$/a |

Esta posibilidad al igual que el punto anterior, se basa en el cambio del transformador T1 138kV/46kV de 48 MVA a un transformador de 100 MVA de la S/E Vicentina y la puesta en servicio de la línea Miraflores – Pérez Guerrero (46kV). La siguiente tabla muestra la mejoría que se presenta en el sistema.

TABLA VIII
ÍNDICES DE CARGA DEL SISTEMA - T1 VICENTINA 100 MVA

| DESCRIPCIÓN | INDICE | VALOR | UNIDAD |
|---|--------|-------------|--------|
| Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema | SAIFI | 0,003774 | 1/a |
| Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente | CAIFI | 0,050001 | 1/Ca |
| Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema | SAIDI | 0,002 | h/a |
| Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente | CAIDI | 0,5 | h |
| Índice de Disponibilidad del Servicio Promedio | ASAI | 0,999999785 | |
| Índice de Disponibilidad del Servicio Promedio | ASUI | 0,000000215 | |
| Energía no Suministrada | ENS | 0,861 | MWh/a |
| Energía no Suministrada Promedio | AENS | 0,016 | MWh/Ca |
| Costo Energía no Suministrada | CENS | 1.319,9 | US\$/a |

Existe una reducción en los índices de carga que representa una mejor confiabilidad del sistema. El índice SAIFI tiene una reducción en su valor, que representa el 98,25 %, el índice SAIDI presenta una reducción del 99,07 %, el índice CAIDI presenta una reducción del 49,89 % y el índice ASAI mejoró en 0,00244 %. La energía no suministrada disminuye en un 99,06 %.

En la siguiente tabla se puede apreciar el costo de inversión y recuperación del capital para la alternativa de cambio de transformador en la S/E Vicentina.

TABLA IX
COSTOS DE INVERSIÓN Y RECUPERACIÓN DEL CAPITAL

| | COSTO DE INVERSIÓN [US\$] | COSTOS EVITADOS [US\$/a] | RECUPERACIÓN DEL CAPITAL [años] |
|-----------------------------------|---------------------------|--------------------------|---------------------------------|
| TRN, TRP 138/46 kV S/E Santa Rosa | 950.000 | 116.563,19 | 4 |
| T1, T2 138/46 kV S/E Selva Alegre | | 138.695,11 | |

V. CONCLUSIONES

El sistema de sub-transmisión presenta índices de confiabilidad que se encuentran en valores que no pueden

ser considerados de alta confiabilidad, sin embargo esto no significa que las instalaciones en el sistema sean de mala calidad o poco confiables, pero existe la posibilidad de mejorarlos con el objetivo de mejorar la calidad de servicio.

Un riguroso cumplimiento en las alternativas presentadas, basados en la implementación de componentes en paralelo y nuevos tramos de línea para el caso de líneas con derivaciones en las zonas consideradas como zonas débiles del sistema dan paso a una disminución del 35,87% en niveles de energía no suministrada y a un incremento del 0,012% en disponibilidad del servicio eléctrico.

Un análisis por contingencias permite observar la capacidad de respuesta que presenta el sistema para garantizar la continuidad, seguridad y calidad de suministro eléctrico, y poder establecer cambios que consideren el mejoramiento de los índices de confiabilidad, como el caso presentado para los transformadores de la S/E Santa Rosa y S/E Selva Alegre.

Los resultados presentados para el caso de las cargas El Quinche y Los Bancos reflejan la importancia en el cumplimiento riguroso de los planes de expansión con el objetivo de mejorar los índices de confiabilidad.

REFERENCIAS

[1] EEQSA, Normas para los sistemas de distribución, Estructuras Tipo, Abril 2008.

[2] Electrical Transmission and Distribution reference Book, Power T & D Company Inc, Raleigh, North Carolina, Fifth edition, Thirteenth Printing, Copyright 1997 by ABB

[3] PROGRAMA RESDATHOR – EEQSA, “Datos de generación”.

[4] PROGRAMA PLT – EEQSA, “Cálculo de parámetros de líneas”.

[5] PROGRAMA ORACLE DISCOVERER – EEQSA, “Datos de alimentadores”.

[6] REGULACIÓN No. CONELEC 004/01. Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, 2001.

RESOLUCIÓN No. CONELEC 025/11. Estimación Referencial del CENS en Ecuador, 2011.

[7] UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN JUAN – ARGENTINA. Estudios de Confiabilidad en Mercados Eléctricos Competitivos. Módulo I – Conceptos Básicos de la Teoría de Confiabilidad. Mayo 2004

[8] ZAPATA C. J. Confiabilidad de Sistemas Eléctricos. Universidad Tecnológica de Pereira – Colombia 2008.

[9] JASPER VAN CASTEREN. Power System Reliability Assessment using the “Weibull – Markov” Model. *Department of Electric Power Engineering CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY* Göteborg, Sweden, 2001

[10] DIGSILENT, Power Factory, “Basic User’s Manual”, Reliability Assessment Gomarigen – Alemania

[11] BARCENES GUEVARA, William Geovanny, Análisis de Confiabilidad del Suministro Eléctrico en el Ecuador.

[12] RETZIGNAC MORALES, Jorge Daniel. Estudio comparativo de esquemas de distribución por cortocircuito, confiabilidad y costos. Venezuela 2008

[13] EEQSA, “Datos de generadores y Transformadores no pertenecientes a la empresa”.

[14] GOLD BOOK IEEE. Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems - December 1997.

[15] ALI A. CHOWDHURY, DON O. KOVAL Power Distribution System Reliability. Practical Methods and Applications. 2009 by IEEE, Inc.

[16] Tobias, P. A. y Trindade, D. C. Applied Reliability. Ed. Van Nostrand Company. USA 1986

[17] “IEEE 1366-1998, Guía para Índices de Confiabilidad en Sistemas de Distribución”.

[18] Estimación e inferencia de los parámetros de la distribución Hockey Stick Universidad de las Américas Puebla - México, Escuela de Ingeniería, 2009

VI. BIOGRAFÍAS

Raúl Andrés Llumiquinga Cisneros



Nació en Quito, en 1985. Sus estudios secundarios los realizó en la Unidad Educativa “Don Bosco”. En el 2011 obtiene el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional.

Luis Ruales Corrales

Ingeniero Eléctrico en Sistemas Eléctricos de Potencia de la Escuela Politécnica Nacional de Quito, 1978; Egresado del PSEC de GE, Schenectady, NY. Profesor principal a tiempo parcial de la EPN. Jefe de Sistemas de Potencia y Protecciones de la División de Ingeniería Eléctrica del INECCEL hasta 1999; responsable del Área de Planificación y Estudios de Transelectric hasta el 2005; Vicepresidente Técnico de Transelectric, mayo 2005 – febrero 2010 y desde marzo 2010 ejerce las funciones de Gerente de Construcciones en CELEC EP – Transelectric.