

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**ESTUDIO DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN
DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A. UTILIZANDO EL
SOFTWARE POWER FACTORY DE DIGSILENT**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

RAÚL ANDRÉS LLUMIQUINGA CISNEROS

raul_21andres@hotmail.com

DIRECTOR: ING. LUIS E. RUALES C.

luis.ruales@epn.edu.ec

QUITO, SEPTIEMBRE 2011

DECLARACIÓN

Yo, Raúl Andrés Llumiquinga Cisneros, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Raúl A. Llumiquinga C.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Raúl Andrés Llumiquinga Cisneros, bajo mi supervisión.

Ing. Luis E. Ruales C.
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A Dios quien con su bendición supo guiarme en el proceso de cumplimiento de mis objetivos.

Mi más sincero agradecimiento al Ing. Luis Ruales C. por el apoyo y guía demostrada en la realización del presente proyecto de titulación.

Al personal de la División de Operación y Mantenimiento de la EEQ S.A. por facilitar la información necesaria, y quienes con su conocimiento y experiencia supieron guiarme en favor del presente proyecto de titulación.

A la Escuela Politécnica Nacional, Carrera de Ingeniería Eléctrica por los conocimientos impartidos a lo largo de mi formación profesional.

DEDICATORIA

A Dios, a mi padre que aunque ya no esté a mi lado se que fue el pilar fundamental para seguir adelante en mi formación humana y profesional, a mi madre quien con su esfuerzo y amor ha sido mi gran apoyo en toda esta etapa de mi vida, a mis hermanos quienes con su amor y comprensión supieron ayudarme en esas etapas difíciles de mi vida, a Susana y Andresito.

A mis familiares, abuelita y tíos que a lo largo de mi vida han sido un apoyo incondicional en mi familia. A mis amigos y compañeros que de una u otra manera me supieron apoyar en mi vida y en mi carrera estudiantil.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	i
CERTIFICACIÓN	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
DEDICATORIA	iv
CONTENIDO	v
ÍNDICE DE FIGURAS	xi
ÍNDICE DE TABLAS	xiii
GLOSARIO DE TÉRMINOS	xiv
RESUMEN	xv
PRESENTACIÓN	xvi

CAPITULO I

ANTECEDENTES Y DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA EXISTENTE

1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.2 OBJETIVOS.....	2
1.3 ALCANCE.....	3
1.4 JUSTIFICACIÓN.....	3
1.5 MARCO TEÓRICO.....	3
1.5.1 Líneas de transmisión.....	3
1.5.2 Transformadores.....	4

1.5.3 Capacitores.....	5
1.6 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	6
1.6.1 Generadores.....	6
1.6.1.1 Generación Propia.....	6
1.6.1.1.1 Centrales Hidráulicas.....	6
1.6.1.1.2 Centrales Térmicas.....	6
1.6.1.2 Auto-productores.....	6
1.6.1.2.1 Centrales Hidráulicas.....	6
1.6.2 Líneas de transmisión.....	7
1.6.2.1 Parámetros Eléctricos de Líneas de Transmisión.....	8
1.6.3 Transformadores.....	8
1.6.3.1 Parámetros Eléctricos de Transformadores.....	9
1.6.4 Capacitores y cargas.....	9
1.7 INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO ELÉCTRICO.....	10
1.7.1 Calidad del producto.....	10
1.7.1.1 Nivel de Voltaje.....	11
1.7.1.2 Perturbaciones.....	11
1.7.1.2.1 Parpadeo (Flicker).....	11
1.7.1.2.2 Armónicos.....	12
1.7.1.3 Factor de Potencia.....	14
1.7.2 Calidad del servicio técnico.....	14
1.7.2.1 Aspectos Generales.....	14
1.7.2.1.1 Control.....	14
1.7.2.1.2 Identificación de las Interrupciones.....	14
1.7.2.1.3 Registro y Clasificación de las Interrupciones.....	15

1.7.2.1.4 Interrupciones a ser Consideradas.....	17
--	----

CAPITULO II

FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1 INTRODUCCIÓN.....	18
2.2 DEFINICIONES.....	18
2.3 METODOLOGÍA DE LOS ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD.....	21
2.3.1 Análisis del problema, definición y delimitación precisa.....	22
2.3.2 Determinación de la base de datos necesaria.....	22
2.3.3 Modelación matemática.....	23
2.3.4 Desarrollo y utilización de procedimientos de cálculo apropiados.....	24
2.3.5 Análisis e interpretación de resultados.....	24
2.4 CÓMO MEJORAR LA CONFIABILIDAD.....	25
2.4.1 Calidad.....	25
2.4.2 Redundancia.....	25
2.5 COSTO DE LA CONFIABILIDAD.....	26
2.6 TIPOS DE ANALISIS O ESTUDIOS EN CONFIABILIDAD.....	27
2.6.1 Cualitativo o cuantitativo.....	27
2.6.2 Determinístico o probabilístico.....	28
2.6.3 Analítico o de simulación.....	29
2.6.4 Histórico o predictivo.....	30
2.7 FUNCIÓN DE CONFIABILIDAD $R(t)$	31
2.8 TASA DE FALLA $\lambda(t)$	32

2.9 TIEMPO MEDIO ANTES DE LA FALLA (Mean Time To Failure).....	37
2.10 CONFIABILIDAD DE SISTEMAS.....	38
2.10.1 Procedimientos simulativos.....	39
2.10.2 Procedimientos analíticos.....	39
2.10.2.1 Procedimiento del espacio de estados.....	40
2.10.2.1.1 Modelo Homogéneo de Markov.....	41
2.10.2.2 Definiendo un modelo de Weibull - Markov.....	47
2.10.2.3 Método de enumeración de estados.....	50
2.10.2.3.1 Selección de estados.....	51
2.10.2.3.2 Modelamiento de la demanda.....	52
2.10.3 Datos necesarios para evaluación de confiabilidad en sistemas.....	53
2.11 CONFIABILIDAD EN TRANSFORMADORES, LÍNEAS DE TRANSMISIÓN....	54
2.11.1 Índices de operación.....	54
2.11.1.1 Disponibilidad para líneas de transmisión.....	54
2.11.1.2 Disponibilidad para transformadores.....	55
2.11.1.3 Disponibilidad para reactores.....	55
2.11.1.4 Frecuencia de fallas para líneas de transmisión.....	55
2.11.1.5 Frecuencia de fallas para transformadores.....	56
2.11.1.6 Tiempo medio de reparación de líneas de transmisión.....	56
2.12 INDICES DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS.....	56
2.12.1 Ejemplo de cálculo de análisis de confiabilidad.....	59
2.13 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	61
2.13.1 Base de datos.....	62

CAPITULO III

ANALISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE SUB-TRANSMISIÓN DE LA EEQ

3.1 INTRODUCCIÓN.....	64
3.2 ANALISIS DE CONFIABILIDAD EN DIGSILENT.....	64
3.2.1 Asignación de datos de confiabilidad a elementos de la red.....	67
3.2.2 Modelos de fallas.....	68
3.2.2.1 Modelo de fallas en barras.....	69
3.2.2.2 Modelo de fallas en líneas.....	70
3.2.2.3 Modelo de fallas en transformadores.....	72
3.2.2.4 Modelo de fallas en máquinas sincrónicas.....	74
3.2.2.5 Modelos de carga.....	76
3.2.2.5.1 Modelos estocásticos de carga.....	76
3.2.2.5.2 Función de Costos por Interrupción.....	78
3.2.2.5.3 Carga deslastrada / transferida.....	80
3.2.2.6 Mantenimiento.....	81
3.2.3 Evaluación de confiabilidad de la red.....	83
3.2.3.1 Opciones Básicas.....	84
3.2.3.1.1 Análisis.....	85
3.2.3.1.2 Cargas.....	85
3.2.3.1.3 Contingencias.....	86
3.2.3.1.4 Interrupciones, Definición.....	86
3.2.3.2 Opciones FEA.....	87
3.2.3.3 Opciones Avanzadas.....	89

3.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	89
3.3.1 Ubicación de los puntos débiles del sistema.....	92
3.3.2 Solución a los puntos débiles del sistema.....	95
3.3.2.1 Carga Los Bancos y carga El Quinche.....	95
3.3.2.2 Carga Sangolqui y carga Enkador.....	97
3.3.2.3 Cargas Barrionuevo.....	97
3.3.2.4 Carga Floresta y Carga Carolina.....	99
3.3.3 Análisis comparativo.....	100
3.3.4 Análisis de confiabilidad en la S/E Santa Rosa y S/E Selva Alegre.....	102
3.3.4.1 Transformadores TRN y TRP de la S/E Santa Rosa.....	102
3.3.4.2 Transformadores T1 y T2 de la S/E Selva Alegre.....	106

CAPITULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES.....	109
4.2 RECOMENDACIONES.....	111
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	112
ANEXOS.....	114
ANEXO 1 Ejemplo de cálculo de análisis de confiabilidad	
ANEXO 2 Índices de operación de líneas de transmisión y transformadores	
ANEXO 3 Resultados de análisis de confiabilidad del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito S.A.	
ANEXO 4 Costos de inversión y recuperación del capital.	

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Equivalente π de una línea de transmisión.....	4
Figura 1.2 Diagrama aproximado del transformador.....	5
Figura 2.1 Función de costos de la confiabilidad.....	25
Figura 2.2 Curvas $R(t)$, $f(t)$ y $\lambda(t)$	33
Figura 2.3 Curva típica de evolución de la tasa de fallos.....	35
Figura 2.4 Ejemplo de un seguimiento del componente en el tiempo.....	40
Figura 2.5 Modelo Homogéneo de Markov de dos estados.....	41
Figura 2.6 Modelo de Markov de tres estados.....	42
Figura 2.7 Probabilidades Estacionarias.....	46
Figura 2.8 Modelo de Weibull-Markov con tres estados.....	49
Figura 2.9 Sistema de potencia de tres barras.....	60
Figura 3.1 Diagrama de bloques de pasos fundamentales.....	65
Figura 3.2 Principio de evaluación de confiabilidad.....	67
Figura 3.3 Modelo de fallas en barras.....	69
Figura 3.4 Datos de confiabilidad para barras.....	70
Figura 3.5 Modelo de falla en líneas.....	71
Figura 3.6 Datos de confiabilidad para línea/cable.....	72
Figura 3.7 Modelo de falla en transformadores.....	73
Figura 3.8 Datos de confiabilidad en transformadores.....	74
Figura 3.9 Asignando un modelo estocástico a una máquina sincrónica.....	75
Figura 3.10 Modelo Estocástico de Carga.....	76
Figura 3.11 Función de interrupción al cliente – Costo por intervalo de tiempo.....	79

Figura 3.12 Definición de un bloque de mantenimiento.....	82
Figura 3.13 Definición de un programa de mantenimiento.....	82
Figura 3.14 Ventana de diálogo del Análisis de Confiabilidad – Opciones Básicas...	84
Figura 3.15 Ventana de diálogo del Análisis de Confiabilidad – Opciones FEA.....	88
Figura 3.16 Carga Los Bancos.....	93
Figura 3.17 Carga El Quinche.....	93
Figura 3.18 Carga Sangolqui y Carga Enkador.....	93
Figura 3.19 Cargas Barrionuevo 1, 2 y 3.....	94
Figura 3.20 Carga Floresta y Carga Carolina.....	95
Figura 3.21 Carga Los Bancos conectada a la S/E Sto. Domingo_69kV.....	96
Figura 3.22 Carga El Quinche transferida a S/E Tababela.....	96
Figura 3.23 Implementación doble circuito para la línea (S.Rafa-Sang).....	97
Figura 3.24 Implementación de las líneas (Epicl-Brrnvo y Brrnvo-S.Roq).....	98
Figura 3.25 Implementación de las líneas (Vic-Flor, Flor-Carol y Carol-Norte).....	99
Figura 3.26 T1 Vicentina 48 MVA.....	104
Figura 3.27 T1 Vicentina 100 MVA.....	104

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Relación entre $F(t)$, $f(t)$, $R(t)$ y $\lambda(t)$	33
Tabla 2.2 Datos de generación y líneas de transmisión.....	60
Tabla 2.3 Resultados de índices de confiabilidad.....	61
Tabla 2.4 Índices Internacionales.....	62
Tabla 3.1 Función de costos por interrupción.....	79
Tabla 3.2 Índices de Carga del Sistema Condiciones Actuales.....	90
Tabla 3.3 Comparación de resultados de los Índices por Carga.....	91
Tabla 3.4 Índices de Carga del Sistema Condiciones Mejoradas.....	100
Tabla 3.5 Comparación de resultados de los Índices de Carga del Sistema.....	101
Tabla 3.6 Costos de inversión y recuperación del capital.....	102
Tabla 3.7 Índices de Carga del Sistema S/E Santa Rosa.....	103
Tabla 3.8 Índices de Carga del Sistema con T1 Vicentina 100 MVA.....	105
Tabla 3.9 Comparación de resultados de los Índices de Carga del Sistema.....	105
Tabla 3.10 Índices de Carga del Sistema S/E Selva Alegre.....	106
Tabla 3.11 Índices de Carga del Sistema con T1 Vicentina 100 MVA.....	107
Tabla 3.12 Comparación de resultados de los Índices de Carga del Sistema.....	108
Tabla 3.13 Costos de inversión y recuperación del capital S/E Vicentina.....	108

GLOSARIO DE TÉRMINOS

CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CELEC-EP	Corporación Eléctrica del Ecuador
TRANSELECTRIC	Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica
CENS	Costo de energía no suministrada
ACSR	Conductor de aluminio con núcleo de acero
ACAR	Conductor de aluminio con aleación de aluminio
OA	Enfriamiento del transformador (sumergido en aceite con enfriamiento natural)
LOLE	Pérdida de carga esperada
S/E	Subestación
1/a	Interrupciones al año
1/Ca	Interrupciones al año por cliente
hrs/a	Horas al año
MWh/a	Megavatios hora al año
MWh/Ca	Megavatios hora por cliente al año
US\$/a	Dólares Americanos al año
1/a*km	Fallas al año por kilómetro de línea de transmisión

RESUMEN

Este proyecto presenta el estudio de confiabilidad del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito S.A. desde los puntos de entrega del SNI en las subestaciones Santa Rosa (138 kV), Vicentina (138 kV) y Pomasqui (138 kV), hasta las subestaciones de distribución, utilizando el software Power Factory de DIgSILENT para la modelación.

En primer lugar se migra el sistema de la Empresa Eléctrica Quito S.A. del software ETAP 5.0.1 al software Power Factory de DIgSILENT y se elabora una base de datos que contiene información característica de los elementos del sistema. Y a través del modulo de confiabilidad se determina el comportamiento que adquiere el sistema debido a la desconexión de líneas de transmisión y transformadores por algún evento de falla.

El desarrollo del proyecto está encaminado al análisis de las zonas consideradas como débiles y a la implementación de algún cambio en la topología de la red con el objetivo de mejorar la calidad de servicio del Sistema Eléctrico Quito.

PRESENTACIÓN

El análisis del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito S.A. se ha organizado en cuatro capítulos bajo la estructura siguiente:

En el Capítulo I, se hace una descripción teórica de los diferentes elementos que conforman nuestro sistema en estudio y se establecen las consideraciones necesarias para generar una idea del comportamiento del sistema.

En el capítulo II, se presenta el proceso teórico y estadístico que se debe dar a la información histórica para determinar los índices de operación que requiere el software para realizar un estudio de confiabilidad. En este capítulo se hace un breve ejemplo de un análisis de confiabilidad netamente teórico y práctico.

En el capítulo III, se presenta una breve descripción del modulo de confiabilidad que presenta el software Power Factory de DIgSILENT así como las consideraciones necesarias para la modelación del sistema. En este capítulo se modela y se analiza el sistema de subtransmisión con el objetivo de cuantificar el nivel de confiabilidad y poder establecer correcciones o cambios orientados a la mejora de la confiabilidad.

En el capítulo IV, se presentan las respectivas conclusiones y recomendaciones del proyecto.

CAPITULO I

ANTECEDENTES Y DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA EXISTENTE

1.1 ANTECEDENTES

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 de la red es importante para una empresa de distribución, ya que mientras más confiable es la red hay menos pérdidas económicas causadas por las interrupciones del servicio eléctrico, pérdidas tanto a los usuarios por la energía no suministrada como a los distribuidores.

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. Aunque no existe unanimidad en los criterios de evaluación, 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. Una manera más general de evaluar la confiabilidad del servicio eléctrico es a través de la disponibilidad.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

Observar y calcular los niveles de confiabilidad en el sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito S. A. e identificar elementos de la red en los cuales invertir recursos con el objeto de mejorar los índices de calidad de servicio.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Mediante la recolección de información histórica existente en la Empresa Eléctrica Quito S.A. obtener los índices de operación y desconexión de los elementos del sistema bajo estudio.
- En base a estudios de flujo de carga y considerando los parámetros de confiabilidad, buscar las mejores alternativas de operación del sistema de subtransmisión a muy corto plazo.
- Identificados los elementos de la red, analizar y diseñar mecanismos de mejoramiento de la confiabilidad para lograr mejorar los índices de calidad de servicio.

1.3 ALCANCE

Mediante el paquete computacional Power Factory de DIgSilent establecer un estudio de Confiabilidad del Sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito S. A. desde los puntos de interconexión del Sistema Nacional Interconectado (SNI) hasta la alimentación de las Subestaciones de distribución.

1.4 JUSTIFICACIÓN

En base al estudio realizado mejorar la calidad de servicio, disminuir el número de desconexiones y el tiempo de desconexión que se presentan en el sistema de subtransmisión debido a la presencia de cualquier tipo de falla tomando la confiabilidad como herramienta para su desarrollo.

1.5 MARCO TEÓRICO

1.5.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Una línea de transmisión es el conjunto de dispositivos para transportar o conducir la energía eléctrica desde una fuente de generación a los centros de consumo (las cargas). Y estos son utilizados normalmente cuando no es costeable producir la energía eléctrica en los centros de consumo o cuando afecta el medio ambiente (visual, acústico o físico), buscando siempre maximizar la eficiencia, haciendo las pérdidas por calor o por radiaciones las más pequeñas posibles. Está constituido por dos componentes importantes que determinan sus parámetros eléctricos: tipo de estructura [1] y tipo de conductor [2].

Se tiene cuatro parámetros eléctricos que afectan su capacidad para cumplir su función como parte de un sistema eléctrico de potencia estos son resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia. La figura 1.1 muestra el equivalente π de las líneas de transmisión con parámetros concentrados debido a que la impedancia de toda la línea está concentrada en sus extremos y en el centro del diagrama.

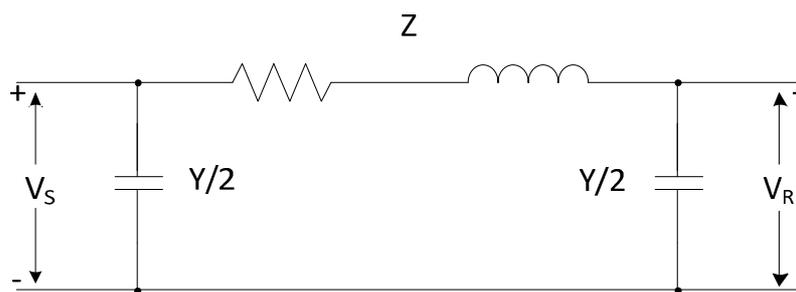


Figura 1.1 Equivalente π de una línea de transmisión

Donde:

Z: impedancia en ohm

Y: susceptancia de la línea en siemens

El circuito indicado brinda resultados satisfactorios y es utilizado en la mayoría de programas computacionales para el cálculo de flujos de potencia. La susceptancia o admitancia shunt suele menospreciarse en el cálculo de cortocircuitos, o cuando la línea no supera los 40 km.

1.5.2 TRANSFORMADORES

Los transformadores permiten originar varios niveles de voltaje a través del sistema, por razones económicas, técnicas y de eficiencia no es correcto transportar la energía a grandes distancias a un nivel de voltaje bajo, por otro lado, razones físicas y de aislamiento impiden construir alternadores que puedan generar voltajes arriba de los 22 kV.

Se define al transformador como dispositivo electromagnético basado en el fenómeno de la inducción magnética y están constituidos, en su forma más simple, por dos bobinas devanadas sobre un núcleo cerrado de hierro silicio. Las bobinas o devanados se denominan primario y secundario según correspondan a alto o bajo voltaje.

Una forma aproximada de representar a los transformadores es omitiendo las pérdidas que existen en el núcleo. La figura 1.2 muestra el diagrama aproximado del transformador con o sin tap.

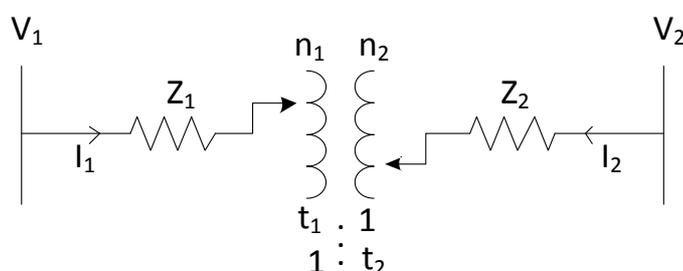


Figura 1.2 Diagrama aproximado del transformador

1.5.3 CAPACITORES

Para sistemas de potencia el capacitor es utilizado como generador de potencia reactiva denominado capacitor en derivación, suministrando potencia reactiva al sistema en el punto donde está conectado.

Los capacitores en derivación se conectan en paralelo con la carga de un circuito suministrando una corriente en atraso en lugar de entregar en adelanto con relación al voltaje, por lo que se tiene muchas razones para su aplicación:

- Incrementa el nivel de voltaje en la carga.

- Reduce las pérdidas en el sistema debido a la reducción del valor de la corriente.
- Mejoran el factor de potencia de las redes eléctricas.

1.6 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

1.6.1 GENERADORES

En el área de influencia de la Empresa Eléctrica Quito existe generación de su propiedad y generación de autoprodutores.

1.6.1.1 Generación Propia

1.6.1.1.1 Centrales Hidráulicas

- Cumbayá (4 Unidades de 10 MW c/u)
- Nayón (2 unidades de 15 MW c/u)
- Guangopolo (3 Unidades de 2 MW c/u; 2 Unidades de 1.7 MW c/u; 1 Unidad de 11.25 MW c/u)
- Chillos (2 Unidades de 0.89 MW c/u)
- Pasochoa (2 Unidades de 2.25 MW c/u)

1.6.1.1.2 Centrales Térmicas

- Luluncoto (3 Unidades de 3 MW c/u)
- Gualberto Hernández (6 Unidades de 5.7 MW c/u)

1.6.1.2 Autoprodutores

1.6.1.2.1 Centrales Hidráulicas

- Papallacta (1 Unidad de 1.8 MW; 1 Unidad de 4 MW)

- Loreto (1 Unidad de 5 MW)
- La Calera (1 Unidad de 1 MW; 2 Unidades de 0.5 MW c/u)
- Equinoccial (1 Unidad de 3 MW)
- El Carmen (1 Unidad de 8.4 MW)
- Recuperadora (1 Unidad de 14.32 MW)
- Silliunchi (1 Unidad de 2 MW)
- Perlabi (1 Unidad de 2.7 MW)

Se tiene tres puntos de interconexión con el Sistema Nacional Interconectado (SNI): S/E Santa Rosa (CELEC EP–Transelectric 138 kV), S/E Pomasqui (CELEC EP–Transelectric 138 kV) y S/E Vicentina (CELEC EP–Transelectric 138 kV).

Los parámetros eléctricos de los generadores que se ingresan en el programa DIgSilent se obtienen de una base de datos disponible en la Empresa Eléctrica Quito, la potencia activa y potencia reactiva de entrega de cada generador se obtuvo para cada condición de generación [3] (escenario de máxima demanda).

1.6.2 LINEAS DE TRANSMISIÓN

Existen líneas de transmisión y subtransmisión en niveles de voltaje de 138 kV y 46 kV respectivamente, constituyéndose un complejo sistema de transporte de energía desde las centrales de generación y los puntos de interconexión con el SNI hacia los centros de consumo.

En 138 kV es un sistema mallado que une las subestaciones principales tales como: Pomasqui (#57)¹, Cotocollao (#19), Selva Alegre (#41), Eugenio Espejo (#59), Santa Rosa (#37) Conocoto (#23) y Vicentina (#39), además, se une al Sistema Nacional

¹ La numeración que se encuentra entre paréntesis representa un número de identificación que la EEQ designa a cada subestación.

Interconectado a través de dos transformadores en las subestaciones Santa Rosa y Vicentina y un transformador en la subestación Pomasqui.

En 46 kV todas las subestaciones son de distribución con sus respectivos transformadores para disminuir los niveles de voltaje y formar un sistema en anillo en la parte periférica del Sistema Eléctrico Quito con sus derivaciones radiales y malladas a partir de las subestaciones de distribución.

En 46 kV la mayor parte de líneas que conectan las subestaciones entre sí son de simple circuito, y se tiene dos tramos de líneas de doble circuito, estas son entre las subestaciones Santa Rosa (#37) - Epiclachima (#21) y las subestaciones Norte (#38) – Cumbayá (#80).

1.6.2.1 Parámetros Eléctricos de Líneas de Transmisión

Los parámetros eléctricos de las líneas, se calculan en base a los tipos de estructuras, longitudes, tipos de conductores, características en los trazados en cada una de las líneas y resistividad del terreno [4].

Las estructuras del sistema en estudio están basadas en Normas [1], considerando la altura de la estructura, separación entre conductores y alturas de vanos; los conductores utilizados son de tipo ACSR y ACAR, su diámetro y límite térmico corresponden a la característica del conductor [2].

1.6.3 TRANSFORMADORES

El sistema eléctrico en estudio tiene transformadores que pertenecen a la Empresa Eléctrica Quito y a CELEC EP–Transelectric; existen transformadores de 2 y 3 devanados, la Empresa Eléctrica Quito se une al Sistema Nacional Interconectado a

través de transformadores de tres devanados en las subestaciones Pomasqui, Santa Rosa y Vicentina.

1.6.3.1 Parámetros Eléctricos de Transformadores

Para obtener los parámetros eléctricos de los transformadores se ha recurrido a los reportes de pruebas de los fabricantes.

Para transformadores que no se dispone de reportes de pruebas se puede aproximar los parámetros eléctricos (resistencia y reactancia), basándose en las curvas “Percent resistance of transformers, based on OA kVA ratings” [2] tomando como referencia el nivel de voltaje y potencia nominal del transformador.

1.6.4 CAPACITORES Y CARGAS

En todas las subestaciones de distribución se debe establecer un valor de carga equivalente, correspondiente a la suma de toda la carga de los alimentadores de servicio de cada subestación, de igual forma se debe considerar un solo banco de capacitores con la capacidad total disponible en la subestación que lo disponga, estos datos son obtenidos de la base de datos de la Empresa Eléctrica Quito [5] buscando los puntos de medición de cada primario o de los alimentadores de cada subestación.

1.7 INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO ELÉCTRICO ^[6]

Para garantizar a los consumidores un suministro eléctrico continuo y confiable, es necesario contar con regulaciones relacionadas con los estándares mínimos de calidad y procedimientos técnicos de medición y evaluación a los que deben someterse las Empresas Distribuidoras del Servicio Eléctrico.

La Calidad de servicio se medirá considerando los aspectos siguientes:

- Calidad del producto:
 - a) Nivel de voltaje
 - b) Perturbaciones de voltaje
 - c) Factor de potencia

- Calidad del Servicio Técnico:
 - a) Frecuencia de Interrupciones
 - b) Duración de Interrupciones

- Calidad del Servicio Comercial:
 - a) Atención a Solicitudes
 - b) Atención a Reclamos
 - c) Errores en Medición y Facturación

1.7.1 CALIDAD DEL PRODUCTO

Los aspectos de calidad del producto técnico que se controlarán son el nivel de voltaje, las perturbaciones y el factor de potencia.

1.7.1.1 Nivel de Voltaje

$$\Delta V_k (\%) = \frac{V_k - V_n}{V_n} * 100 \quad (1.1)$$

Donde:

ΔV_k : variación de voltaje, en el punto de medición, en el intervalo k de 10 minutos.

V_k : voltaje eficaz (rms) medido en cada intervalo de medición k de 10 minutos.

V_n : voltaje nominal en el punto de medición.

La calidad de voltaje se determina como las variaciones de los valores eficaces (rms) medidos cada 10 minutos, con relación al voltaje nominal en los diferentes niveles.

Las variaciones de voltaje admitidas con respecto al valor del voltaje nominal se señalan a continuación:

	Voltaje [kV]	Subetapa 1	Subetapa 2
Alto Voltaje	$V > 40$	$\pm 7,0 \%$	$\pm 5,0 \%$
Medio Voltaje	$0.6 < V < 40$	$\pm 10,0 \%$	$\pm 8,0 \%$
Bajo Voltaje. Urbanas	$V < 0.6$	$\pm 10,0 \%$	$\pm 8,0 \%$
Bajo Voltaje. Rurales	$V < 0.6$	$\pm 13,0 \%$	$\pm 10,0 \%$

1.7.1.2 Perturbaciones

1.7.1.2.1 Parpadeo (Flicker)

Para efectos de la evaluación de la calidad, en cuanto al flicker, se considerará el Índice de Severidad por Flicker de Corta Duración (P_{st}), en intervalos de medición de 10 minutos, definida de acuerdo a las normas IEC 60868; misma que es determinado mediante la siguiente expresión:

$$P_{st} = \sqrt{0.0314P_{0.1} + 0.0525P_1 + 0.0657P_3 + 0.28P_{10} + 0.08P_{50}} \quad (1.2)$$

Donde:

P_{st} : Índice de severidad de flicker de corta duración.

$P_{0.1}, P_1, P_3, P_{10}, P_{50}$: Niveles de efecto "flicker" que se sobrepasan durante el 0.1%, 1%, 3%, 10%, 50% del tiempo total del periodo de observación.

El índice de severidad del Flicker P_{st} en el punto de medición respectivo, no debe superar la unidad. Se considera el límite $P_{st} = 1$ como el tope de irritabilidad asociado a la fluctuación máxima de luminancia que puede soportar sin molestia el ojo humano en una muestra específica de población.

1.7.1.2.2 Armónicos

$$V_i' = \left(\frac{V_i}{V_n} \right) * 100 \quad (1.3)$$

$$THD = \left(\frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{40} (V_i)^2}}{V_n} \right) * 100 \quad (1.4)$$

Donde:

V_i' : factor de distorsión armónica individual de voltaje.

THD: factor de distorsión total por armónicos, expresado en porcentaje.

V_i : valor eficaz (rms) del voltaje armónico "i" (para $i = 2 \dots 40$) expresado en voltios.

V_n : voltaje nominal del punto de medición expresado en voltios.

Los valores eficaces (rms) de los voltajes armónicos individuales (V_i') y los THD, expresados como porcentaje del voltaje nominal del punto de medición respectivo, no deben superar los valores límite (V_i' y THD') señalados a continuación. Para efectos de esta regulación se consideran los armónicos comprendidos entre la segunda y la cuadragésima, ambas inclusive.

ORDEN (n) DE LA ARMONICA Y THD	TOLERANCIA $ V_i' $ o $ THD' $ (% respecto al voltaje nominal del punto de medición)	
	V > 40 kV (otros puntos)	V ≤ 40 kV (trafos de distribución)
Impares no múltiplos de 3		
5	2.0	6.0
7	2.0	5.0
11	1.5	3.5
13	1.5	3.0
17	1.0	2.0
19	1.0	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
> 25	$0.1 + 0.6 \cdot 25/n$	$0.2 + 1.3 \cdot 25/n$
Impares múltiplos de tres		
3	1.5	5.0
9	1.0	1.5
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
> 21	0.2	0.2
Pares		
2	1.5	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
> 12	0.2	0.5
THD	3	8

1.7.1.3 Factor de Potencia

Para efectos de la evaluación de la calidad, en cuanto al factor de potencia, si en el 5% o más del período evaluado el valor del factor de potencia es inferior a los límites, el Consumidor está incumpliendo con el índice de calidad. El valor mínimo es de 0,92.

1.7.2 CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO

1.7.2.1 Aspectos Generales

1.7.2.1.1 Control

La calidad del servicio técnico prestado se evaluará sobre la base de la frecuencia y la duración total de la interrupción.

Se efectuarán controles en función a Índices Globales de forma tal que los indicadores determinados representen en la mejor forma posible la cantidad y el tiempo total de las interrupciones que afecten a los consumidores, o se calcularán a nivel de consumidor, de forma tal de determinar la cantidad de interrupciones y la duración total de cada una de ellas que afecten a cada consumidor.

1.7.2.1.2 Identificación de las Interrupciones

La información relacionada con cada una de las interrupciones que ocurran en la red eléctrica se identificará de la siguiente manera:

- Fecha y hora de inicio de cada interrupción.

- Identificación del origen de las interrupciones: internas o externas.
- Ubicación e identificación de la parte del sistema eléctrico afectado por cada interrupción: circuito de bajo voltaje (BV), centro de transformación de medio voltaje a bajo voltaje (MV/BV), circuito de medio voltaje (MV), subestación de distribución (AV/MV), red de alto voltaje (AV).
- Identificación de la causa de cada interrupción.
- Relación de equipos que han quedado fuera de servicio por cada interrupción, señalando su respectiva potencia nominal.
- Número de Consumidores afectados por cada interrupción.
- Número total de Consumidores de la parte del sistema en análisis.
- Energía no suministrada.
- Fecha y hora de finalización de cada interrupción.

Esta información debe tener interrelación con las bases de datos, de tal manera que se permitirá identificar claramente a todos los consumidores afectados por cada interrupción que ocurra en el sistema eléctrico.

1.7.2.1.3 Registro y Clasificación de las Interrupciones

El distribuidor debe llevar, mediante un sistema informático, el registro histórico de las interrupciones correspondientes, por lo menos de los tres últimos años.

En el registro, las interrupciones se pueden clasificar de acuerdo a los parámetros que se indican a continuación, los que deberán tener un código para efectos de agrupamiento y de cálculos:

a) Por su duración

- Breves, las de duración igual o menor a tres minutos.

- Largas, las de duración mayor a tres minutos.

b) Por su origen

- Externas al sistema de distribución.
 - Otro Distribuidor
 - Transmisor
 - Generador
 - Restricción de carga
 - Baja frecuencia
 - Otras
- Internas al sistema de distribución.
 - Programadas
 - No Programadas

c) Por su causa

- Programadas.
 - Mantenimiento
 - Ampliaciones
 - Maniobras
 - Otras
- No programadas (intempestivas, aleatorias o forzadas).
 - Climáticas
 - Ambientales
 - Terceros
 - Red de alto voltaje (AV)
 - Red de medio voltaje (MV)
 - Red de bajo voltaje (BV)

- Otras

d) Por el voltaje nominal

- Bajo voltaje
- Medio voltaje
- Alto voltaje

1.7.2.1.4 Interrupciones a ser Consideradas

Para el cálculo de los índices de calidad: FMIK (Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado), TTIK (Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado), FAIc (Frecuencia de Interrupciones por número de Consumidores), DAIC (Duración de las Interrupciones por Consumidor), ENS (Energía no suministrada) se considerarán todas las interrupciones del sistema con duración mayor a tres (3) minutos, incluyendo las de origen externo, debidas a fallas en transmisión. No serán consideradas las interrupciones con duración igual o menor a tres (3) minutos.

No se considerarán las interrupciones de un consumidor en particular, causadas por falla de sus instalaciones, siempre que ellas no afecten a otros consumidores.

Tampoco se considerarán para el cálculo de los índices, pero sí se registrarán, las interrupciones debidas a suspensiones generales del servicio, racionamientos, desconexiones de carga por baja frecuencia establecidas por el CENACE.

En el caso en que las suspensiones generales del servicio sean producidas por la Empresa Distribuidora, estos si serán registrados.

CAPITULO II

FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1 INTRODUCCIÓN

La confiabilidad de un equipo o sistema se relaciona con su habilidad o capacidad de realizar una tarea específica que incluye el rango de utilización (capacidad nominal, condiciones ambientales, etc.) y los requerimientos de calidad y seguridad, por tal razón pueden existir propiedades tanto cualitativas como cuantitativas.

Para la práctica en la ingeniería, resulta más práctico disponer de un índice cuantitativo que uno cualitativo. Esta cuantificación de la habilidad de un sistema puede expresarse en una gran variedad de índices, dependiendo los objetivos que se persigan con la evaluación.

2.2 DEFINICIONES ^[7]

Confiabilidad:

- Es la capacidad del sistema de operar o funcionar dentro de los límites de interrupciones tanto en el tiempo como en la frecuencia. Es la disponibilidad permanente, es decir la capacidad de estar siempre disponible.
- Es la medida del servicio técnico al consumidor con el mínimo de interrupciones.
- Es el desempeño óptimo de la red en conjunto.

- En un sistema eléctrico de distribución es la capacidad para abastecer de servicio de energía eléctrica en cualquier instante, cuando y donde se lo requiera con calidad de servicio técnico.
- En un equipo es la capacidad de operar el máximo de tiempo sin fallas en un período determinado.

La confiabilidad de sistemas de suministro de energía eléctrica puede ser descrita a través de los siguientes atributos esenciales.

Adecuación: Capacidad de satisfacer los requerimientos de potencia y energía de los consumidores respetando los límites técnicos de los componentes y teniendo en cuenta las salidas de servicio planificadas e imprevistas de componentes.

Seguridad: Capacidad para soportar perturbaciones imprevistas tales como cortocircuitos o pérdida de componentes sin violar restricciones operativas. Un aspecto importante de la seguridad se caracteriza a través de la integridad, definida como la capacidad de preservar la operación interconectada en caso de ocurrencia de contingencias severas.

Integridad: Es la capacidad de un sistema para preservar la operación interconectada.

Calidad: La calidad técnica de un sistema está relacionada con valores dados por límites admisibles de tensión y frecuencia.

Sistema: Es un grupo de componentes vinculados con determinada configuración para cumplir una función especificada.

Componente: Es un ítem con una función operativa determinada que se considera como una unidad a los fines del análisis de datos de fallas y de la modelación desde el punto de vista de la confiabilidad.

Estado: Es la forma en que se encuentra un conjunto de atributos en un instante determinado.

Estado de disponibilidad: Es la condición de un componente cuando es capaz de realizar las funciones de él requeridas.

Estado en servicio: El componente se encuentra disponible, energizado y conectado al sistema.

Reserva: Es la condición en que se encuentra un componente fuera de servicio pero apto para cumplir su función.

Frecuencia de las Interrupciones: Es el número de veces, en un periodo determinado, que se interrumpe el suministro a un consumidor.

Estado fuera de servicio o de indisponibilidad: Es el estado de un componente caracterizado por su incapacidad para realizar las funciones requeridas.

Estado fuera de servicio parcial: Es el estado de un componente parcialmente energizado pero no conectado en todos sus terminales de modo que no realiza algunas de sus funciones en el sistema.

Estado con capacidad disminuida: Es el estado de un componente que puede ser puesto en servicio y realizar sus funciones pero no es capaz de operar con su capacidad nominal.

Salida de servicio planificada: Salida de servicio para inspección, pruebas o mantenimiento.

Salida de servicio no planificada: Toda salida de servicio no programada previamente.

Salida de servicio forzada: Salida de servicio que no puede ser diferida.

Salida de servicio no planificada diferible: Salida de servicio no planificada que puede ser diferida para realizar maniobras o transferencia de la carga.

Salida de servicio de causa común: Salida de servicio de dos o más componentes causada por un único incidente, no siendo una causa de la otra.

Perturbación: Evento que provoca variaciones en frecuencia, tensiones y/o corrientes.

Falla: Evento con el que termina la capacidad de un componente para realizar su función.

Carga no suministrada: Potencia de carga no suministrada debido a salidas de servicio en el sistema de generación o transmisión.

2.3 METODOLOGÍA DE LOS ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD ^[7]

La metodología de los estudios de confiabilidad, común a otros estudios de sistemas técnicos, comprende los siguientes pasos:

2.3.1 ANÁLISIS DEL PROBLEMA, DEFINICIÓN Y DELIMITACIÓN PRECISA DEL PROBLEMA A RESOLVER

El objeto de este análisis es la determinación de qué y por qué debe investigarse. Comprende el estudio exhaustivo de los procesos, comportamientos e interdependencias que se presentan en la realidad.

Generalmente resulta necesario descomponer la instalación o sistema a estudiar en componentes con determinadas vinculaciones entre sí. El grado necesario de desagregación depende del problema a resolver. Así, por ejemplo, un bloque generador puede ser considerado como componente del sistema de generación o como sistema con los componentes caldera, turbina, generador, instalaciones auxiliares, etc. Una vez definidos los componentes deben precisarse sus límites y condiciones de contorno.

Completada esta etapa puede definirse con exactitud qué problema aparece como factible de resolver, qué aspectos no podrán ser investigados y qué hipótesis simplificadoras serán necesarias.

2.3.2 DETERMINACIÓN DE LA BASE DE DATOS NECESARIA

La base para cualquier estudio de sistemas técnicos es el conocimiento de los datos que describen al sistema con sus componentes y condiciones de contorno.

Los datos se obtienen a partir de la observación del comportamiento de componentes y sistemas en el pasado. Los parámetros obtenidos son afectados de incertidumbres debido a la limitación de las muestras disponibles.

En el caso de los sistemas eléctricos y a la gran confiabilidad de sus componentes es necesario evaluar la mayor cantidad de datos posible en forma conjunta para

asegurar la representatividad de las estadísticas de fallas disminuyendo las incertidumbres. Para incrementar la cantidad de datos se recurre a una de las siguientes posibilidades:

- Recolección y evaluación en forma conjunta de los datos de la mayor cantidad posible de componentes que de acuerdo a criterios determinados pueden considerarse del mismo tipo.
- Incrementar el tiempo de observación del comportamiento del componente tratado.

Ambas posibilidades pueden considerarse como equivalentes (principio ergódico). En ambos casos debe tenerse en cuenta que los datos a evaluar en forma conjunta satisfagan los requerimientos de homogeneidad de las muestras.

El problema de la inseguridad de los datos estadísticos, debida a las cantidades finitas de muestras disponibles para su estimación, merece especial atención en la evaluación de los datos estadísticos y en los cálculos posteriores.

2.3.3 MODELACIÓN MATEMÁTICA

Se realiza un proceso de abstracción que tiende a reemplazar el sistema real por un modelo matemático que describe sus propiedades y comportamiento, posibilitando el posterior cálculo numérico.

La modelación matemática requiere en general la realización de hipótesis simplificativas. Es fundamental tener presente el problema a resolver y los elementos de juicio que aportan los datos de la realidad para sólo realizar simplificaciones que no afecten en forma esencial la exactitud de los resultados.

2.3.4 DESARROLLO Y UTILIZACIÓN DE PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO APROPIADOS

Con el objeto de determinar las magnitudes que describen el comportamiento del sistema se recurre en general a herramientas matemáticas conocidas realizando las modificaciones y desarrollos adicionales que el problema concreto a resolver requiera.

El criterio para la selección de los procedimientos de cálculo a utilizar es sobre todo la exactitud de los resultados, sin olvidar que ella está fuertemente condicionada por la exactitud de los datos disponibles y de los modelos matemáticos. Una restricción adicional está dada por los requerimientos de tiempo de cálculo vinculados con cada procedimiento.

2.3.5 ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

La resolución de problemas de ingeniería es el análisis técnico-económico de los resultados obtenidos en relación con:

- La estimación del comportamiento futuro del sistema.
- La influencia de determinadas variables sobre los resultados.
- La comparación de las variantes propuestas en un proceso de planificación.

En el caso aquí tratado deben tenerse en cuenta los siguientes objetivos fundamentales:

- Maximizar la confiabilidad del sistema.
- Determinar puntos débiles del sistema que exigen un refuerzo desde el punto de vista de la confiabilidad y minimizar los costos del sistema.

2.4 CÓMO MEJORAR LA CONFIABILIDAD

Existen dos formas básicas mediante las cuales puede mejorarse la confiabilidad de un componente o sistema:

2.4.1 CALIDAD

Se refiere a la calidad de los materiales utilizados y a su fabricación, pruebas, calibración, transporte y puesta en servicio.

2.4.2 REDUNDANCIA

Principalmente se trata en colocar elementos y sistemas de respaldo. Existen dos tipos de redundancia:

Activa.- El componente o sistema redundante siempre está conectado en paralelo con el componente o sistema al cual da respaldo.

Stand-by.- El componente o sistema redundante se conecta en el momento en que el componente o sistema al cual da respaldo, falla o sale.

Otros métodos son: el mantenimiento preventivo, la diversidad de componentes, el stock de repuestos y la gestión de respuesta del personal de la empresa para reducir tiempos de restauración.

2.5 COSTO DE LA CONFIABILIDAD

Dado el nivel de inversiones y la búsqueda de un desarrollo económico y sustentable, es importante buscar herramientas que permitan establecer parámetros de comparación entre los costos y beneficios que acarrea el establecer ciertos niveles de eficiencia.

Es universalmente aceptado que la confiabilidad de un sistema puede ser mejorada incrementando la inversión, ya que al mismo tiempo los costos de interrupción decrecerán. Esto lleva al concepto de que un adecuado nivel de confiabilidad se logra cuando la suma de los costos de inversión más los costos de interrupción es mínima. La Figura 2.1 ilustra este concepto.

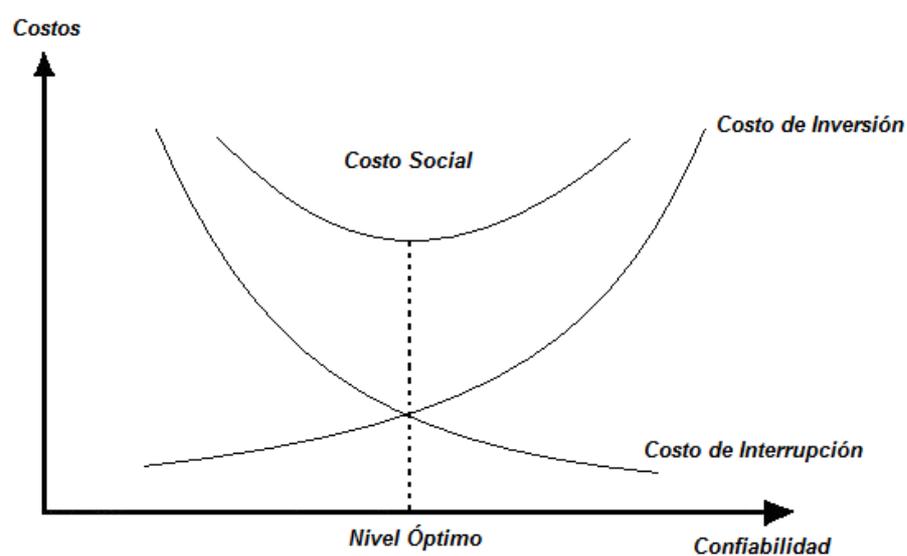


Figura 2.1 Función de costos de la confiabilidad

El costo de la confiabilidad debe compararse con los beneficios globales tanto para el usuario como para la empresa distribuidora.

Desde el punto de vista netamente teórico, el situarse en el óptimo del mercado involucraría el conocer tanto el costo que tiene para las empresas eléctricas el entregar el producto o suministro con un cierto grado de confiabilidad, como el costo que tiene para los clientes el ser suministrado con cierta falta de esta.

Actualmente en nuestro país existe un estudio realizado por el CONELEC que otorga una “Estimación Referencial del CENS” que se aplica exclusivamente para procesos de planificación de la expansión y operación del sistema, tales valores no pueden utilizarse en penalizaciones a empresas eléctricas y/o compensaciones a usuarios^[6].

2.6 TIPOS DE ANALISIS O ESTUDIOS EN CONFIABILIDAD ^[8]

2.6.1 CUALITATIVO O CUANTITATIVO

Cualitativo.- Es una valoración subjetiva. No se establecen índices numéricos.

Ejemplos:

- “No fallará”
- “Es muy confiable”

No sirve para comparar alternativas o hacer análisis económico. Se conoce como “juicio de ingeniería”

Cuantitativo.- Es una valoración objetiva. Se establecen índices numéricos, que pueden ser determinísticos o probabilísticos.

Ejemplos:

- “Probabilidad de falla del 50%”
- “Confiabilidad del 0.995”

Sin embargo, la probabilidad puede ser establecida mediante un juicio de ingeniería por lo cual también sería subjetivo.

2.6.2 DETERMINÍSTICO O PROBABILÍSTICO

Determinístico.- Las variables se consideran fijas o con funciones que determinan su valor para cualquier instante del tiempo.

Ejemplo: Potencia disponible en un generador

- $P = 100$ [MW]
- $P = 125 \cdot \sin^2(377 \cdot t + 38^\circ)$ [MW]

Generalmente, se selecciona el peor escenario lo cual conlleva a sobrediseño. Se conocen todos los factores de las ecuaciones que modelan los componentes o el sistema.

Probabilístico.- Las variables se consideran aleatorias, es decir no tienen un valor fijo ni existe una función que permita determinar su valor en un instante de tiempo dado.

La ocurrencia de determinados valores de la variable se expresa en términos de probabilidad.

Ejemplo: Potencia disponible en un generador

- $$P[MW \leq x] = \frac{1}{\sqrt{2*\pi*10}} \int_{-\infty}^x e^{\frac{-(x-100)^2}{2*10^2}} dx$$

En este tipo de análisis se puede determinar el “riesgo” del análisis, que en este caso es la probabilidad de que lo que se asume ocurra o no.

Existe incertidumbre con respecto al modelamiento del fenómeno físico bajo estudio.

2.6.3 ANALÍTICO O DE SIMULACIÓN

Analítico.- Se representa el componente o sistema bajo estudio por medio de un modelo matemático (ecuación o conjunto de ecuaciones) y se evalúan los índices de confiabilidad por medio de soluciones matemáticas directas.

Ejemplos:

- $P[t_{falla} \leq t] = 1 - e^{-0.25*t}$
- Diagramas de bloques
- Proceso de Markov

Simulación.- Se simula el comportamiento aleatorio del componente o sistema y se evalúan los índices de confiabilidad en forma indirecta por medio de técnicas numéricas.

Ejemplo:

- Simulación de Montecarlo

Este método requiere conocer los modelos matemáticos de los componentes o de algunas variables del proceso aleatorio bajo estudio. Lo que se obtiene artificialmente es la solución de una o varias variables que son función de las variables conocidas y de los cambios en el proceso del sistema.

2.6.4 HISTÓRICO O PREDICTIVO

Histórico.- Se estudia el componente o sistema basado en los datos de su comportamiento operativo pasado. Con estos datos se establecen índices históricos o medidas de desempeño que generalmente son estadísticas.

Ejemplo:

- Frecuencia de fallas promedia: 8 por año por circuito primario
- Tiempo promedio por interrupción: 4 horas

Predictivo.- Mediante un estudio se predicen u obtienen los índices del componente o sistema para un instante de tiempo o periodo de tiempo futuro. Se determinan los valores esperados de los índices de confiabilidad o las funciones de probabilidad.

Ejemplo:

- Frecuencia de fallas esperada: 9 por año por circuito primario
- Tiempo esperado por interrupción: 3 horas
- LOLE: 0.3 días por año

La predicción es la función del planeamiento de sistemas de potencia.

2.7 FUNCIÓN DE CONFIABILIDAD, $R(t)$

La función de confiabilidad o función de supervivencia $R(t)$, se define como la probabilidad de que un componente supere su tiempo de vida t .

$$R(t) = \Pr(T > t) \quad (2.1)$$

Si se conoce que la función de probabilidad acumulada está definida por:

$$F(x) = P(X \leq x) \quad 0 \leq F(x) \leq 1 \quad (2.2)$$

Donde x es una variable aleatoria continua cualquiera.

La función densidad de probabilidad $f(x)$ se define a partir de la función de probabilidad acumulada como:

$$f(x) = \frac{\partial F(x)}{\partial x} \quad (2.3)$$

Cuando la variable aleatoria x representa tiempos definidos en el intervalo de 0 a ∞ , entonces la función de probabilidad acumulada se define como:

$$F(t) = P(T \leq t) = \int_0^t f(t) dt \quad \int_0^{\infty} f(t) dt = 1 \quad (2.4)$$

Relacionando la función de confiabilidad $R(t)$ de la expresión (2.1) con la función de probabilidad acumulada $F(t)$ de la expresión (2.4) se tiene:

$$R(t) = 1 - F(t) = 1 - \int_0^t f(t) dt \quad (2.5)$$

2.8 TASA DE FALLA, $\lambda(t)$

Se define como la probabilidad de que un componente que se encuentra todavía operando en el instante t , falle en el intervalo Δt es decir:

$$\lambda(t) * \Delta t = P(t \leq T \leq t + \Delta t / T > t) \quad (2.6)$$

Donde $P(t \leq T \leq t + \Delta t / T > t)$ es una probabilidad condicionada la cual se define como:

$$P(t \leq T \leq t + \Delta t / T > t) = \frac{P(t \leq T \leq t + \Delta t \cap T > t)}{P(T > t)} = \frac{P(t \leq T \leq t + \Delta t)}{P(T > t)} \approx \frac{f(t)\Delta t}{R(t)} \quad (2.7)$$

Si se reemplaza esta ecuación en la (2.6) se tiene que la nueva expresión para la tasa de fallas es:

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} \quad (2.8)$$

Integrando ambos lados de la expresión entre 0 y t , y despejando la función de confiabilidad $R(t)$ se tiene que:

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t) dt} \quad (2.9)$$

Las relaciones existentes entre las funciones $F(t)$, $f(t)$, $R(t)$ y $\lambda(t)$ se indican en la Tabla 2.1

	F(t)	f(t)	R(t)	$\lambda(t)$
F(t)	-----	$\int_0^t f(t)dt$	$1 - R(t)$	$1 - e^{-\int_0^t \lambda(t)dt}$
f(t)	$\frac{dF(t)}{dt}$	-----	$-\frac{dR(t)}{dt}$	$\lambda(t) * e^{-\int_0^t \lambda(t)dt}$
R(t)	$1 - F(t)$	$\int_t^\infty f(t)dt$	-----	$e^{-\int_0^t \lambda(t)dt}$
$\lambda(t)$	$\frac{\frac{dF(t)}{dt}}{1 - F(t)}$	$\frac{f(t)}{\int_t^\infty f(t)dt}$	$-\frac{d(\ln R(t))}{dt}$	-----

Tabla 2.1 Relación entre F(t), f(t), R(t) y $\lambda(t)$

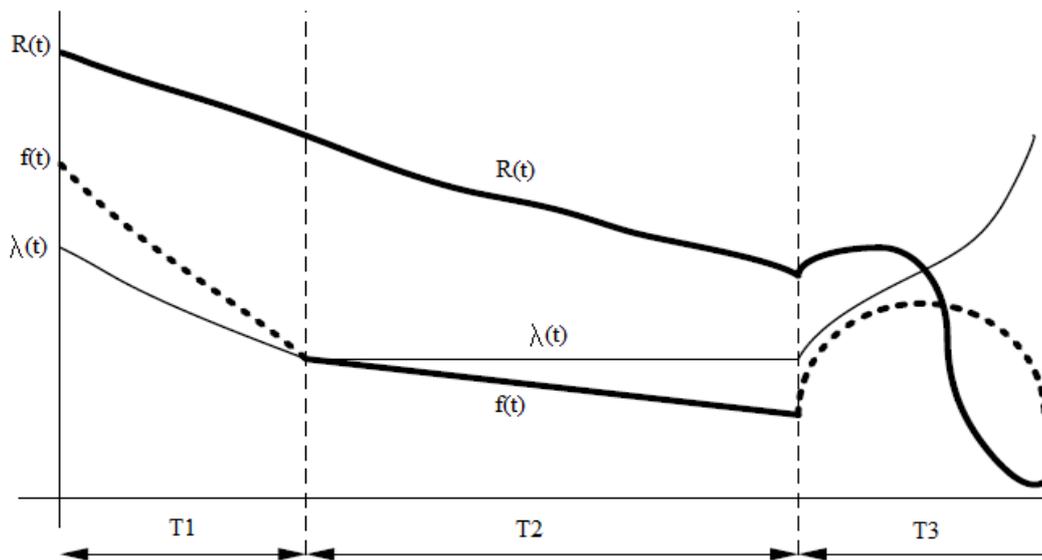


Figura 2.2 Curvas $R(t)$, $f(t)$ y $\lambda(t)$

En general para componentes no reparables se tiene una curva característica de la tasa de fallas $\lambda(t)$ en función del tiempo como se muestra en la figura.

Las funciones de tasa de falla usualmente se clasifican de acuerdo a sus tendencias a incrementarse, decrecer o mantenerse constantes en el tiempo.

Analizando cuidadosamente la representación de la curva típica de la evolución de la tasa de fallos dependiente del tiempo (Figura 2.3), también conocida como curva de la bañera, se pueden distinguir tres etapas.

Durante el periodo inicial, conocido como periodo de mortalidad infantil, la frecuencia de falla tiene un valor muy alto y además es decreciente. Este modelo obedece a fallas ocasionadas por defectos de fabricación o a daños producidos en el transporte y montaje.

$$0 < T < 0,5.....2 \text{ años}$$

La segunda etapa (vida útil) donde tiende a estabilizarse en un valor constante o periodo de operación, en el cual las fallas son de carácter aleatorio e impredecible (errores de maniobra, factores climáticos, sobrecargas).

$$0,5.....2 \text{ años} \leq T \leq 5.....50 \text{ años}$$

Finalmente una función de tasa de fallas creciente o también denominada envejecimiento donde las fallas obedecen al deterioro de los componentes por el uso.

$$T > 5.....50 \text{ años}$$

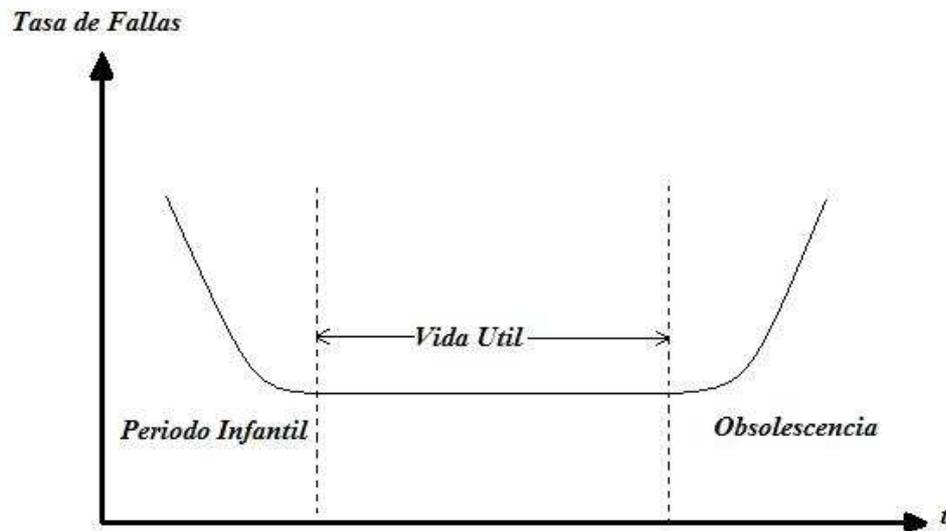


Figura 2.3 Curva típica de evolución de la tasa de fallos

La distribución que más se ajusta a los distintos periodos de frecuencia de esta curva es la distribución de Weibull definida de la siguiente manera:

$$f(t) = \frac{\beta (t - t_0)^{\beta-1}}{\theta^\beta} e^{-\left(\frac{t-t_0}{\theta}\right)^\beta} \quad (2.10)$$

Donde:

t, t_0 : parámetro de posición (unidad de tiempos).

θ : parámetro de escala (extensión de la distribución a lo largo, del eje de los tiempos)

β : parámetro de forma (describe el grado de variación de la tasa de fallos)

En la Tabla 2.1 se determinó que la función de confiabilidad se define como:

$$R(t) = \int_t^{\infty} f(t) dt$$

Entonces, para la función de distribución de Weibull dada en la expresión (2.10), la función de confiabilidad es:

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t-t_0}{\theta}\right)^\beta} \quad (2.11)$$

De la misma manera que se determinó la función de confiabilidad se determina la frecuencia de fallas para una función de distribución de Weibull, cuya expresión está dada en la siguiente ecuación:

$$\lambda(t) = \frac{\beta (t - t_0)^{\beta-1}}{\theta^\beta} \quad (2.12)$$

Si bien es cierto que se pueden modelar los distintos periodos de frecuencia variable, con la distribución de Weibull, pero en la práctica interesa solamente el periodo medio, donde la función $\lambda(t)$ es constante, es decir cuando $\beta = 1$, y quedando la expresión (2.10) de esta forma:

$$f(t) = \frac{1}{\theta} e^{-\left(\frac{t-t_0}{\theta}\right)} \quad (2.13)$$

La cual corresponde a la función de densidad exponencial cuya frecuencia de falla va a ser constante e igual a λ .

$$\lambda(t) = \lambda = \text{constante} \quad (2.14)$$

Los distintos periodos de la figura 2.3 pueden ser modelados variando los valores del parámetro de forma β .

- $\beta < 1$: fallas tempranas
- $\beta = 1$: fallas aleatorias

- $\beta > 1$: fallas por envejecimiento

2.9 TIEMPO MEDIO ANTES DE LA FALLA (Mean Time To Failure)

Este indicador mide el tiempo promedio que es capaz de operar el equipo a capacidad sin interrupciones dentro del período considerado; este constituye un indicador indirecto de la confiabilidad del equipo o sistema.

Entonces el MTTF según Tobias (1986)^[16] viene dado por la siguiente expresión:

$$MTTF = \int_0^{\infty} t f(t) dt \quad (2.15)$$

El cual en términos probabilísticos está dado por la esperanza matemática de la variable aleatoria t , es decir, que la ecuación anterior se la puede también expresar de la siguiente manera:

$$E(t) = \int_0^{\infty} t f(t) dt \quad (2.16)$$

Se tiene entonces que el tiempo medio antes de una falla se lo puede expresar como:

$$MTTF = \int_0^{\infty} t \lambda \beta t^{\beta-1} e^{-\lambda t^{\beta}} dt \quad (2.17)$$

Si además se considera que es el caso típico de una distribución exponencial, el tiempo medio antes de la falla vendrá expresado mediante la siguiente ecuación:

$$MTTF = \int_0^{\infty} t \lambda e^{-\lambda t} dt = \frac{1}{\lambda} \quad (2.18)$$

Se observa, entonces que el tiempo medio y la tasa de fallos son recíprocos, es decir que uno es el inverso del otro. Esto sólo es cierto para una distribución exponencial pues la mayoría del resto de las distribuciones no tiene una tasa de fallo constante.

2.10 CONFIABILIDAD DE SISTEMAS ^[7]

Cada instalación técnica puede considerarse como un sistema formado por varios componentes vinculados entre sí de una u otra forma. Por ejemplo la tubería de presión, las turbinas, los transformadores, etc. pueden ser considerados como componentes individuales en un sistema de generación o como un solo componente de generación dentro de un sistema eléctrico de potencia.

La definición de sistema depende en cada caso del problema que se desea resolver. En el campo del suministro de energía eléctrica pueden mencionarse los siguientes sistemas:

- Sistemas de conversión de energía
- Sistemas de transmisión de energía
- Sistemas de distribución de energía
- Sistemas de protección
- Sistemas de automatización
- Sistemas de equipos auxiliares

En consecuencia, la confiabilidad de un sistema se determina por la confiabilidad de sus componentes y por la vinculación lógica entre ellos. Para el cálculo numérico de

parámetros de confiabilidad de sistemas existen dos procedimientos de cálculo que son los procedimientos simulativos y los procedimientos analíticos.

2.10.1 PROCEDIMIENTOS SIMULATIVOS

De los procedimientos simulativos el más conocido es el de Monte Carlo que consiste en la simulación de un gran número de veces la operación del sistema en un modelo matemático del mismo. Cada simulación representa en este caso una realización posible del proceso estocástico estudiado. A través de una evaluación estadística de la muestra así obtenida se pueden estimar los valores de los parámetros buscados.

Este procedimiento brinda mayores posibilidades de formular modelos matemáticos cercanos a la realidad, lo que representa su más importante ventaja. Por otro lado requieren una gran cantidad de simulaciones para obtener resultados suficientemente exactos, lo que en general implica elevados tiempos de cálculo.

2.10.2 PROCEDIMIENTOS ANALÍTICOS^[9]

Los procedimientos analíticos requieren expresar los parámetros indicativos de la confiabilidad del sistema en función de aquellos que describen a los componentes desde el punto de vista de su confiabilidad. Para resolver este problema se determina todos los estados posibles del sistema y se verifica para cada uno de ellos si el sistema cumple su función en forma adecuada o no.

Este razonamiento conduce a los denominados procedimientos del espacio de estados.

2.10.2.1 Procedimiento del espacio de estados

En el procedimiento del espacio de estados el modelo estocástico llamado “Homogéneo de Markov” resulta ser un modelo muy simplificado y generalmente usado.

En si un modelo estocástico describe cómo y con qué frecuencia ocurren cambios en el componente.

Por ejemplo, una línea de transmisión puede sufrir una salida de servicio debido a un corto-circuito. Después de que la falla haya sido despejada y reparada, la línea está nuevamente en servicio. Si nosotros definimos los dos estados para la línea como “en servicio” y “en reparación”, un seguimiento de la línea podría producir un gráfico como se muestra en la Figura 2.4

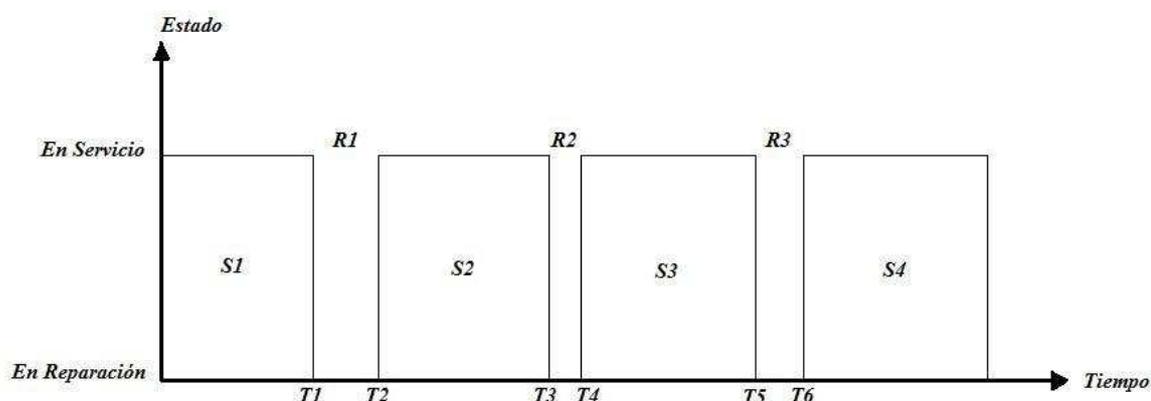


Figura 2.4 Ejemplo de un seguimiento del componente en el tiempo

La línea de este ejemplo falla al tiempo $T1$ después del cual se repara y se vuelve a poner en el servicio al tiempo $T2$. Falla nuevamente en $T3$, se repara otra vez, etc. Las duraciones de las reparaciones son $R1 = T2 - T1$, $R2 = T4 - T3$, etc.

Las duraciones de las reparaciones también se llaman “Tiempo para Reparar” o “Time To Repair”. Las duraciones del servicio $S1 = T1$, $S2 = T3 - T2$, etc. se llaman

“Tiempo de Vida”, “Tiempo a una Falla” o “Time To Failure”. El TTR y los TTF son cantidades estocásticas.

2.10.2.1.1 Modelo Homogéneo de Markov

El modelo homogéneo de Markov de la Figura 2.5 se plantea con dos estados definidos por:

- Una frecuencia de falla constante λ que da la probabilidad de que un sistema falle en un intervalo $[t, t+\Delta t]$ y
- Una tasa de reparación constante μ que es la probabilidad condicionada de que la reparación se complete en el intervalo $[t, t+\Delta t]$.

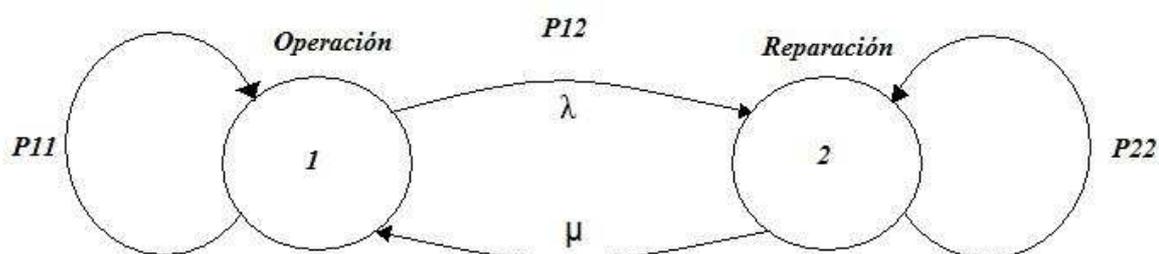


Figura 2.5 Modelo Homogéneo de Markov de dos estados

Estos dos parámetros pueden usarse para calcular:

- Tiempo medio a una falla, $MTTF = \frac{1}{\lambda}$ (2.19)

- Tiempo medio de reparación, $MTTR = \frac{1}{\mu}$ (2.20)

- Disponibilidad, $D = \frac{MTTF}{MTTF+MTTR}$ (2.21)

- Indisponibilidad, $\bar{D} = \frac{MTTR}{MTTF+MTTR}$ (2.22)

La disponibilidad de la fracción de tiempo durante el cual el componente está en servicio y la indisponibilidad de la fracción de tiempo durante el cual está en reparación es $D + \bar{D} = 1$

Por supuesto, también es posible definir un modelo homogéneo de Markov con más de dos estados. Cosas así pueden necesitarse para distinguir entre fallas que pueden repararse bastante rápido, y fallas que requerirán más tiempo. Entonces se necesitan dos estados de reparación cada uno con un tiempo medio de reparación diferente.

Un modelo de Markov con tres estados se muestra en la Figura 2.6

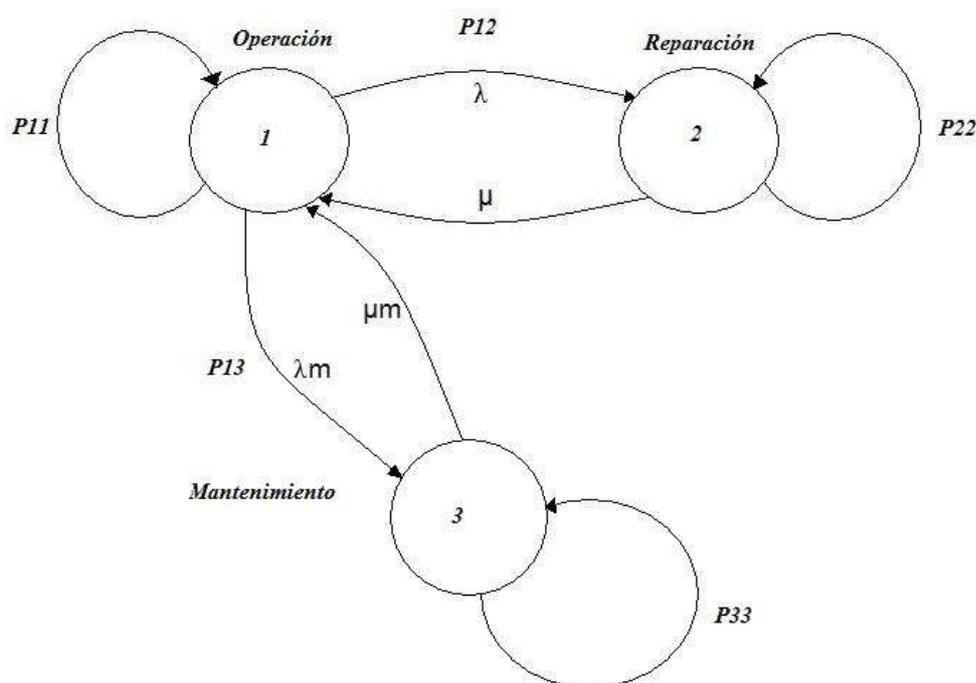


Figura 2.6 Modelo de Markov de tres estados

La ventaja de los modelos del espacio de estados es que en la mayoría de los casos se los puede resolver aplicando modelos markovianos en el cual se va a considerar que la función de frecuencia de fallas es constante e igual a λ .

Entonces para definir el modelo de Markov de tres estados de la Figura 2.6 se procede primero definiendo las probabilidades estacionarias:

$P_1(t)$ = probabilidad de que el componente esté en el estado 1

$P_2(t)$ = probabilidad de que el componente esté en el estado 2

$P_3(t)$ = probabilidad de que el componente esté en el estado 3

Ahora se desea saber la probabilidad de que el componente está en el mismo estado para un tiempo $t+\Delta t$, entonces:

$$P_1(t + \Delta t) = P_1(t) * P_{11} + P_2(t) * P_{21} + P_3(t) * P_{31} \quad (2.23)$$

$$P_2(t + \Delta t) = P_1(t) * P_{12} + P_2(t) * P_{22} + P_3(t) * P_{23} \quad (2.24)$$

$$P_3(t + \Delta t) = P_1(t) * P_{31} + P_2(t) * P_{32} + P_3(t) * P_{33} \quad (2.25)$$

Expresando las ecuaciones anteriores en forma de matrices:

$$[P_1(t + \Delta t) \quad P_2(t + \Delta t) \quad P_3(t + \Delta t)] = [P_1(t) \quad P_2(t) \quad P_3(t)] * \begin{bmatrix} P_{11} & P_{12} & P_{13} \\ P_{21} & P_{22} & P_{23} \\ P_{31} & P_{32} & P_{33} \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

Una expresión más generalizada de esta ecuación es:

$$[P(t + \Delta t)]^T = [P(t)]^T * P_{ij} \quad (2.27)$$

Donde P_{ij} es la matriz de probabilidad de transición.

Si se considera un Δt muy pequeño el cual tiende a ser un diferencial dt , la ecuación (2.27) se definiría como:

$$[P'(t)]^T = [P(t)]^T * A \quad (2.28)$$

Donde A es la matriz de transición de tiempo continuo, cuya relación con la matriz de probabilidad de transición P_{ij} es:

$$A = \frac{P_{ij} - I}{\Delta t} \quad (2.29)$$

I es la matriz identidad definida como:

$$I = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

La dimensión de la matriz identidad depende del orden de la matriz P_{ij} , es decir, que si la matriz P_{ij} es de orden 3×3 la matriz identidad tendrá el mismo orden.

Si se considera que $t \rightarrow \infty$ la matriz $[P(t)]^T$ es una matriz de probabilidades estacionarias, por lo tanto la expresión (2.28) queda de la siguiente manera:

$$[P(t)]^T * A = 0 \quad (2.31)$$

Para el modelo de la Figura (2.6) la matriz de probabilidad de transición se la determina de la siguiente manera:

$$P_{ij} = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 - \lambda\Delta t - \lambda_m\Delta t & \lambda\Delta t & \lambda_m\Delta t \\ \mu\Delta t & 1 - \mu\Delta t & 0 \\ \mu_m\Delta t & 0 & 1 - \mu_m\Delta t \end{bmatrix} \end{matrix}$$

$$P_{11} = 1 - \lambda\Delta t - \lambda_m\Delta t$$

$$P_{21} = \mu\Delta t$$

$$P_{31} = \mu_m\Delta t$$

$$P_{12} = \lambda\Delta t$$

$$P_{22} = 1 - \mu\Delta t$$

$$P_{23} = 0$$

$$P_{13} = \lambda_m\Delta t$$

$$P_{32} = 0$$

$$P_{33} = 1 - \mu_m\Delta t$$

Donde la matriz de transición será:

$$A = \begin{bmatrix} -(\lambda + \lambda_m) & \lambda & \lambda_m \\ \mu & -\mu & 0 \\ \mu_m & 0 & -\mu_m \end{bmatrix}$$

A partir de esta ecuación se calculan las probabilidades estacionarias así:

$$[P_1 \quad P_2 \quad P_3] * \begin{bmatrix} -(\lambda + \lambda_m) & \lambda & \lambda_m \\ \mu & -\mu & 0 \\ \mu_m & 0 & -\mu_m \end{bmatrix} = 0$$

$$P_1 = \frac{\mu * \mu_m}{\mu * \mu_m + \lambda * \mu_m + \mu * \lambda_m} \quad (2.32)$$

$$P_2 = \frac{\lambda * \mu_m}{\mu * \mu_m + \lambda * \mu_m + \mu * \lambda_m} \quad (2.33)$$

$$P_3 = \frac{\mu * \lambda_m}{\mu * \mu_m + \lambda * \mu_m + \mu * \lambda_m} \quad (2.34)$$

Si la disponibilidad se define como la probabilidad de que el equipo esté funcionando entonces:

- $P_1 =$ Disponibilidad (D) y
- $P_2 + P_3 =$ Indisponibilidad (\bar{D})

2.10.2.2 Definiendo un modelo de Weibull - Markov

Todas las funciones de evaluación de confiabilidad en DigSILENT Power Factory se basan en un modelo alternativo denominado “Weibull – Markov”. En la mayoría de los modelos de falla (transformadores, barras, líneas) se ingresan de una forma más simple los datos de fallas. Para un transformador, por ejemplo, es suficiente ingresar una frecuencia de falla y una duración media de la reparación para definir su modelo de falla.

Para el caso del modelo de falla de la máquina sincrónica, el modelo de Weibull – Markov puede definirse libremente, es decir considerando un número determinado de estados con su respectiva frecuencia de falla y tiempo medio de reparación. La ventaja de poder definir libremente el número de estados, es que se puede considerar otros estados a más de los normales de “en servicio” y “fuera de servicio”.

El modelo de Weibull – Markov permite ingresar los datos estocásticos de diferentes maneras, para lo cual se debe usar los siguientes parámetros:

- **Media:** la duración media del estado.
- **Variación:** la variación de la duración del estado.
- **Beta:** el factor de forma de la distribución de probabilidad de Weibull.
- **Lambda:** el tiempo característico de la distribución de probabilidad de Weibull.
- **Proporciones de la transición:** las proporciones a las que el elemento cambia a los otros estados.
- **Probabilidades de la transición:** las probabilidades por ir al otro estado.

Debido a que algunos de estos parámetros son redundantes, ya que se pueden calcular unos a partir de otros, hay más de una manera de definir un modelo Weibull – Markov. Pueden usarse dos métodos básicos.

- Especificando las razones de transición.
- Especificando parámetros de duración de los estados y probabilidades de transición.

La combinación de la matriz de duración de estados y la matriz de probabilidades de la transición, determinaran la matriz de proporción de transición. La matriz de proporción de transición solo se define con la duración media de los estados y las probabilidades de la transición.

Un modelo de Weibull – Markov puede definirse como:

- Un modelo de Weibull – Markov, para duraciones de estado y probabilidades de transición.
- Un modelo Homogéneo de Markov, para la proporción de transición solamente.

El modelo de Weibull - Markov es 100% compatible con el modelo homogéneo de Markov y los datos existentes en el modelo homogéneo de Markov pueden ser utilizados directamente sin necesidad de una conversión, además permite determinar los efectos de mantenimiento y deterioro del equipo y un rápido y correcto cálculo de costos de interrupción en todos los casos.

En conclusión para la proporción de transición, al cambiar los factores de forma Beta por 1.0, se crea un modelo de Weibull – Markov de “Datos Homogéneos”.

Un modelo de Weibull – Markov con todos los Beta en 1.0 igualará al modelo Homogéneo de Markov normal que es totalmente determinado por sus proporciones de transición.

En la figura 2.8 se muestra un ejemplo de un modelo de Weibull – Markov con tres estados.

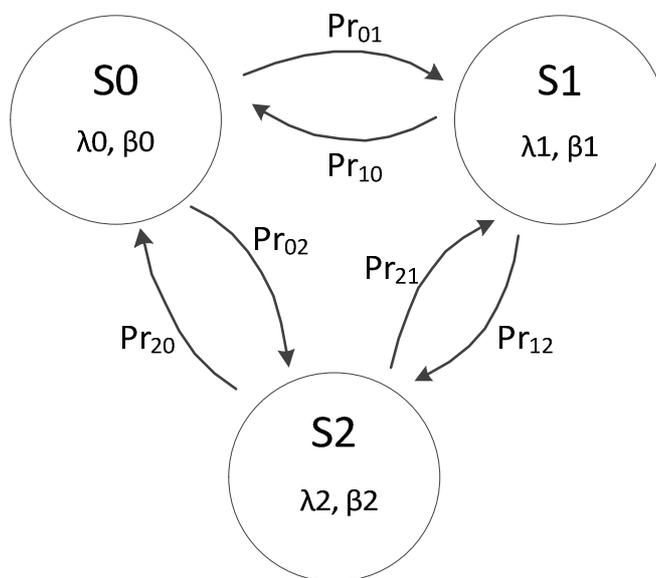


Figura 2.8 Modelo de Weibull-Markov con tres estados

Este ejemplo muestra todos los parámetros necesarios para la definición de un modelo de Weibull-Markov. Si el modelo del ejemplo describe el comportamiento de un generador, entonces:

- Estado S0 podría describir el estado con 100% de su capacidad;
- Estado S1 puede describir un estado de potencia reducida con una capacidad limitada;
- Estado S2 podría describir el estado de reparación.

Los parámetros λ y β son utilizados para definir la duración estocástica de cada estado. Las probabilidades de transición Pr_{ij} definen la probabilidad de que el generador cambie de un estado a otro. Por ejemplo la probabilidad Pr_{01} es igual a la fracción de fallas de un generador que no se disparó, pero se mantuvo en línea con

una capacidad de potencia reducida. Y la probabilidad Pr_{02} es igual a la fracción de fallas que hacen que el generador se dispare.

2.10.2.3 Método de enumeración de estados

En este método se evalúan los índices de confiabilidad para un conjunto de configuraciones operativas o estados que son de "interés" para el estudio. Los estados se pueden enumerar o contar pues se conocen cuáles son.

La esencia de este método es que existe "n" estados operativos de interés para un sistema dado, se puede estimar el valor esperado de un índice de confiabilidad I de la siguiente forma:

$$I = \sum_{j=1}^n P_j \cdot I(j) \quad (2.35)$$

Donde P_j es la probabilidad de ocurrencia del estado j e $I(j)$ es el valor del índice en el estado j .

Los índices de interés son evaluados sin considerar todo el espacio de estados, entonces son estimadores cuya calidad dependerá del número de estados y de la correcta selección de estados (los que tengan mayor probabilidad).

Los índices calculados utilizando la enumeración de estados corresponden a "la frontera inferior" del valor verdadero del parámetro.

A continuación se tratan dos partes importantes de este método: La selección de estados y el modelamiento de la demanda tanto para el análisis de desempeño eléctrico como para valorar la probabilidad de pérdida de carga.

El procedimiento de análisis de adecuación con enumeración de estados es:

- Determinar las configuraciones operativas de interés para el estudio.
- Evaluar las probabilidades y frecuencias de ocurrencia de cada una de las configuraciones.
- Determinar el modelo probabilístico de la demanda.
- En cada configuración realizar el flujo de carga y contabilizar eventos de pérdida de carga sobrecargas, violaciones de los límites de voltaje y otros parámetros operativos de interés.
- Calcular los índices de confiabilidad de los puntos de carga y del sistema.

2.10.2.3.1 Selección de estados

La selección de estados determina los eventos de falla en los componentes que son razonablemente probables de ocurrir y los medios para determinar cuáles de estos son los más severos para el sistema.

Este procedimiento también se denomina "detección de contingencia".

Existen varios métodos para la selección de contingencias, algunos de los cuales se presentan a continuación.

- a. Juicio de Ingeniería:** Consiste en seleccionar las contingencias que se estudiarán basados en la experiencia que se tiene en la operación del sistema. Esto incluye el conocimiento de la ocurrencia histórica de los eventos de falla de los componentes y de las fallas que son más severas para el sistema.
- b. Ranking de contingencias por severidad según pérdida de carga:** En cada configuración operativa del sistema se realiza el flujo de carga y se determina el valor de carga que se pierde o que debe ser deslastrada para eliminar las sobrecargas en las líneas.

Se puede asumir que la carga está fija en el valor máximo o considerar la probabilidad de que supere el valor que se requiere deslastrar para lo cual se utiliza la curva de duración de carga. Por lo tanto, este método puede ser determinístico o probabilístico.

- c. Ranking de contingencias por probabilidad de ocurrencia:** Si se dispone de la probabilidad de ocurrencia de las diferentes contingencias que ocurren en el sistema, se pueden listar las contingencias en orden descendente por probabilidad de ocurrencia y seleccionar el grupo de contingencias que representan la mayor parte de la probabilidad.
- d. Ranking de contingencias por índice de severidad de sobrecarga en líneas:** El índice de desempeño PI sirve para ordenar en severidad las contingencias sencillas en circuitos de transmisión de un sistema. Obsérvese, que se requiere efectuar el flujo de carga para cada una de las configuraciones operativas que implican salida de un circuito de transmisión.

$$PI = \sum_{i=1}^{\# \text{ circuitos}} \left(\frac{P_i}{P_{li}} \right)^2 \quad (2.36)$$

P_i : Flujo de potencia en el circuito i , P_{li} : Capacidad de transmisión del circuito i .

- e. Combinación de los anteriores:** Se puede realizar ranking de contingencias mediante una mezcla de los métodos anteriores.

2.10.2.3.2 Modelamiento de la demanda

Al aplicar los criterios probabilísticos que evalúan la adecuación del sistema compuesto se considera que la demanda en los puntos de carga varía diariamente entre los valores máximo y mínimo.

La curva de carga diaria se puede normalizar dividiéndola entre la demanda máxima del sistema. Así, esta curva se puede utilizar para cualquier año futuro de estudio simplemente multiplicándola por la demanda máxima pronosticada. Este tipo de modelamiento asume que el patrón de comportamiento de la demanda en un día típico siempre es el mismo pero los valores cambian debido al crecimiento de la demanda.

Si la curva de carga diaria típica normalizada se ordena de mayor a menor, se obtiene la curva de duración de carga. Las horas de 0 a 24 del eje horizontal corresponden respectivamente a 0 y 100% del tiempo.

La curva de duración de carga representa el % de tiempo en que la demanda es mayor o menor a un valor dado y puede convertirse en una distribución de probabilidad del valor de la demanda.

2.10.3 DATOS NECESARIOS PARA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS

Los datos necesarios para una evaluación cuantitativa de la confiabilidad en sistemas, dependerán hasta cierto punto de la naturaleza y detalle del sistema en estudio. En general, se requiere datos del funcionamiento de sus componentes individuales junto con los tiempos requeridos para realizar varias operaciones de apertura o cierre.

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.

2.11 CONFIABILIDAD EN TRANSFORMADORES, REACTORES Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ^[11]

Las líneas de transmisión se deben diseñar y operar de tal manera que cumplan, con los estándares internacionales de calidad, confiabilidad y seguridad en la transferencia de energía eléctrica desde los centros de generación hasta los clientes. Las líneas de transmisión son vulnerables a diversos fenómenos que se generan dentro y fuera de la red y que pueden dar como resultado la falla en el suministro de energía.

2.11.1 ÍNDICES DE OPERACIÓN

2.11.1.1 Disponibilidad para líneas de transmisión

$$DISP_L = \frac{\sum HD_i}{HP} * 100 \quad (2.37)$$

Donde:

$DISP_L$: disponibilidad para líneas de transmisión

HD: número de horas disponibles en el período estadístico

HP: número de horas del período estadístico

2.11.1.2 Disponibilidad para transformadores

$$DISP_T = \frac{\sum HD_i}{HP} * 100 \quad (2.38)$$

Donde:

DISP_T: disponibilidad para transformadores

HD: número de horas disponibles en el período estadístico

HP: número de horas del período estadístico

2.11.1.3 Disponibilidad para reactores

$$DISP_R = \frac{\sum_{i=1}^n HD_i}{N_{eq} * HP} * 100 \quad (2.39)$$

Donde:

DISP_R: disponibilidad para reactores

N_{eq}: número total de reactores que pertenecen a la empresa observada

2.11.1.4 Frecuencia de fallas para líneas de transmisión

$$F_{F L/T} = \frac{\text{Número de fallas}_T}{L_{L/T} \cdot A_E} \left[\frac{1}{\text{año} \cdot km} \right] \quad (2.40)$$

Donde:

F_{F L/T}: frecuencia de falla para líneas de transmisión

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

A_E: años del período estadístico

2.11.1.5 Frecuencia de fallas para transformadores

$$F_{FT} = \frac{\text{Número de fallas}_T}{A_E} \left[\frac{1}{\text{año}} \right] \quad (2.41)$$

Donde:

F_{FT} : frecuencia de falla para transformadores

A_E : años del período estadístico

2.11.1.6 Tiempo medio de reparación de líneas de transmisión

$$T_{mrL} = \frac{\sum_{i=1}^n HIR_i}{\sum_{i=1}^n \text{Número de fallas}_i} \quad (2.42)$$

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.

2.12 INDICES DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS^[17]

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.

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. [10] 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:

System Average Interruption Frequency Index (SAIFI): Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema, [1/a]. Corresponde a la frecuencia de interrupciones para todos los clientes hayan o no sido afectados por una interrupción.

$$SAIFI = \frac{\text{Número total de interrupciones a los clientes}}{\text{Número total de clientes}} \quad (2.43)$$

Customer Average Interruption Frequency Index (CAIFI): Índice de frecuencia de interrupción promedio del cliente, [1/Ca]. Corresponde a la frecuencia de las interrupciones para aquellos clientes que han sido afectados por una interrupción.

$$CAIFI = \frac{\text{Número total de interrupciones a los clientes}}{\text{Número total de clientes interrumpidos}} \quad (2.44)$$

System Average Interruption Duration Index (SAIDI): Índice de duración de la interrupción promedio del sistema, en [hrs/a], corresponde al tiempo que ha estado en promedio sin suministro de energía eléctrica para todos los clientes que hayan o no sido afectados, por interrupciones.

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Duración de las interrupciones a los clientes}}{\text{Número total de clientes}} \quad (2.45)$$

Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI): Índice de duración de interrupción promedio del cliente, en [hrs/Ca], es la duración media por interrupción.

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (2.46)$$

Average Service Availability Index (ASAI): Índice de disponibilidad promedio de servicio.

$$ASAI = 1 - ASUI \quad (2.47)$$

Este es el índice más utilizado en el análisis de confiabilidad, puede ser usado en la distribución, transmisión e incluso en aplicaciones de la generación.

Average Service Unavailability Index (ASUI): Índice de indisponibilidad promedio del servicio.

$$ASUI = \frac{\sum_i Q_i * N_i}{8760 * \sum_i N_i} \quad (2.48)$$

Donde:

Q_i : Probabilidad de interrupción del elemento i . El elemento i son la cargas del sistema

N_i : Es el número de clientes asociados a la carga i .

El valor 8760 son las horas de período estadístico anual

Energy Non Supplied (ENS): La energía no suministrada, en [MWh], es la cantidad total de energía que se espera que no sea entregada a las cargas.

Load Point Energy Non Supplied (LPENS): Energía no suministrada en el punto de carga, en [MWh].

Average Interruption Duration (AID): Duración de la interrupción promedio, en [hrs].

Yearly Interruption Frequency (LPIF): Frecuencia de interrupción anual [1/a].

Yearly Interruption Time (LPIT): Tiempo de interrupción anual [hrs/a].

Average Customer Interruption Frequency (ACIF): Frecuencia de interrupción promedio del cliente [1/a].

Average Customer Interruption Time (ACIT): Tiempo de interrupción promedio del cliente [hrs/a].

2.12.1 EJEMPLO DE CÁLCULO DE ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD

Para el sistema de la figura 2.9 se realiza el cálculo de índices de confiabilidad utilizando el método de enumeración de estados. En la tabla 2.2 se muestran los

datos de generación y líneas de transmisión, en tanto que en la tabla 2.3 se detallan los resultados. Los pasos de cálculo intermedio se incluyen en el anexo 1.

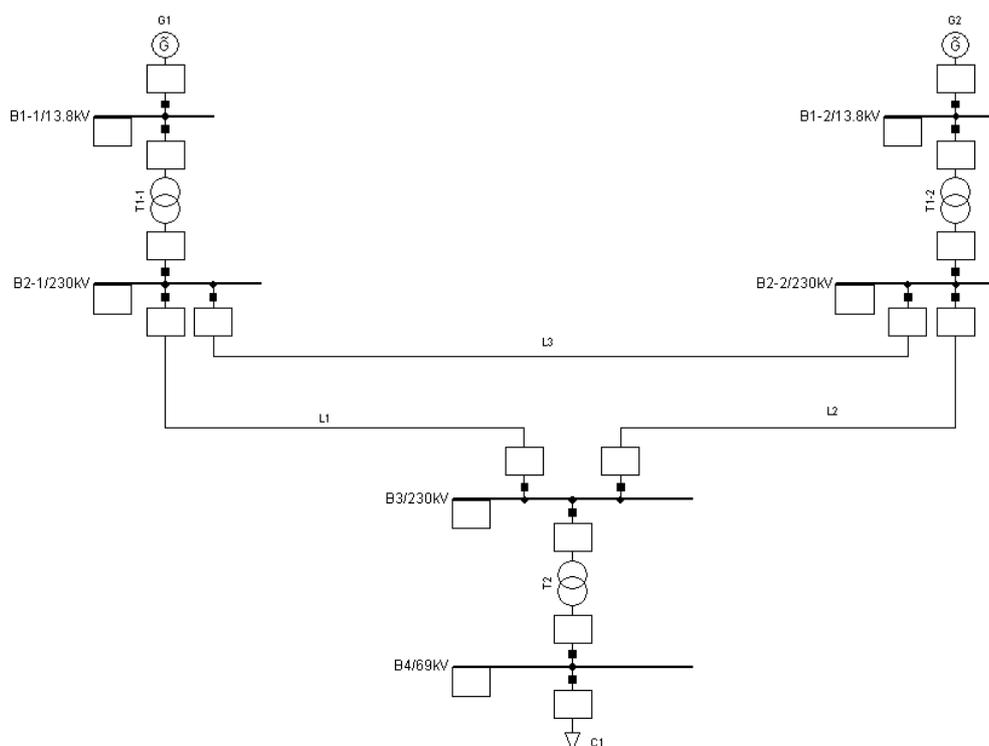


Figura 2.9 Sistema de potencia de tres barras

G1		G2	
1 unidad	150 MW	1 unidad	140 MW
λ	3,65 f/año	λ	2,33 f/año
μ	0,49 r/día	μ	0,54 r/día
r	48,98 h	r	48,97 h
FOR	0,02	FOR	0,01

L/T 1		L/T 2		L/T 3	
1 circuito	180 MW	1 circuito	180 MW	1 circuito	180 MW
λ	0,5 f/año	λ	1,8 f/año	λ	3,2 f/año
μ	3,2 r/día	μ	2,8 r/día	μ	5,85 r/día
r	7,5 h	r	8,57 h	r	4,1 h
FOR	0,0004279	FOR	0,001758	FOR	0,001496

Tabla 2.2 Datos de generación y líneas de transmisión

Los resultados obtenidos en el cálculo teórico de los índices de confiabilidad con los obtenidos en el software Power Factory muestran una diferencia, esto se debe a que en el cálculo teórico se consideraron todos los estados operativos, mientras que en el cálculo realizado en el software los índices de interés son evaluados con una correcta selección de estados.

		TEÓRICO	DigSILENT	Error (%)
[1/a]	SAIFI	8,213037	7,780000	5,57
	CAIFI	8,213037	7,780000	5,57
[h/a]	SAIDI	273,2354	295,352	7,49
	CAIDI	33,26850	37,96300	12,37
	ASAI	0,96807997	0,9662840	0,19
	ASUI	0,03192003	0,0337160	5,33

Tabla 2.3 Resultados de índices de confiabilidad

2.13 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN

La recopilación y el tratamiento estadístico comprendido entre los años 2000 al 2010 permiten calcular índices de confiabilidad requeridos por el software DigSILENT para una evaluación de confiabilidad.

Para el sistema de sub-transmisión de la Empresa Eléctrica Quito se ha considerado como falla a todo evento que haya provocado la salida inesperada de cualquier elemento del sistema sean estos transformadores, líneas o barras.

Debido a la no existencia de información estadística de operación, falla y mantenimiento de los interruptores, barras de 138 kV, 46 kV, 23 kV y 6.3 kV en el sistema de sub-transmisión se considera a estos como elementos ideales, o a su vez se asumen datos estadísticos internacionales. Para este estudio se tomaron en cuenta ambas alternativas.

COMPONENTE	FRECUENCIA DE FALLA [FALLAS/AÑO]	TIEMPO MEDIO DE REPARACIÓN [HORAS]
INTERRUPTORES	0,0036	5,2
TRANSFORMADORES	0,013	4
BARRAS	0,0024	4,8

Tabla 2.4 Índices Internacionales^[12]

Para la determinación de la base de datos se han considerado dos estados en los que se pueden encontrar los componentes del sistema de transmisión:

- Operación
- Falla

El estado mantenimiento no está considerado en la base de datos, ya que el software DlgSILENT tiene un trato particular sobre este estado para los componentes del sistema en una evaluación de confiabilidad.

2.13.1 BASE DE DATOS

Para transformadores y líneas de transmisión se tomaron datos proporcionados por la Dirección de Generación, División de Operación y Mantenimiento y Despacho de Carga de la Empresa Eléctrica Quito.

Se procedió a crear archivos de excel (.xls) con la forma año-mes para cada uno de los meses de todos los años del periodo estadístico (años comprendidos desde el 2000 al 2010), cada uno de estos archivos contiene una hoja por cada uno de los días de cada mes, estas hojas dominan los nombres de cada una de las líneas de transmisión como la hora de inicio de fallas, culminación de fallas, tiempo de falla en [h], tiempo disponible en [h] y el número de transiciones operación falla y toda esta

información mensual se ubica en una hoja llamada “resumen”. Este manejo de datos se lo realiza de la misma manera para transformadores.

Una vez tratada la información estadística se crea un archivo .xls llamado “RESUMEN_XXX” que contiene las siguientes hojas:

- Disponible: número de horas que un componente permanece en operación tabulados mensualmente, anualmente y en todo el periodo estadístico.
- Fuera de servicio: número de horas que un componente no opera por falla tabulados mensualmente, anualmente y en todo el periodo estadístico.
- # Fallas: número de veces que un componente ha salido de servicio por falla tabulados mensualmente, anualmente y en todo el periodo estadístico.

Este archivo contiene información de tiempo total de falla, tiempo total de operación y número total de fallas de cada una de las hojas “resumen” de todos los archivos mensuales de todos los años del periodo estadístico. Todos estos resultados se muestran en el anexo 2.

Una vez conseguido en su totalidad este archivo RESUMEN_XXX.xls se procede a calcular los índices de confiabilidad necesarios por el software DIGSILENT:

- Frecuencia de falla
 - ✓ Para transformadores: frecuencia de falla [1/a]
 - ✓ Para líneas de transmisión: frecuencia de falla por cada 100 km [1/a*km]
- Duración de la reparación [h]

CAPITULO III

ANALISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE SUB- TRANSMISIÓN DE LA EEQ

3.1 INTRODUCCIÓN

El presente capítulo muestra el desarrollo y los resultados obtenidos en el análisis de confiabilidad del sistema de sub-transmisión, de la Empresa Eléctrica Quito desarrollado en el software DlgSILENT.

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.

Como resultados de la simulación del análisis de confiabilidad en el sistema de sub-transmisión, se obtienen índices de confiabilidad para cada una de las cargas modeladas como para el sistema en conjunto.

3.2 ANALISIS DE CONFIABILIDAD EN DIGSILENT^[10]

Para realizar un análisis de confiabilidad en el software DlgSILENT, 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.

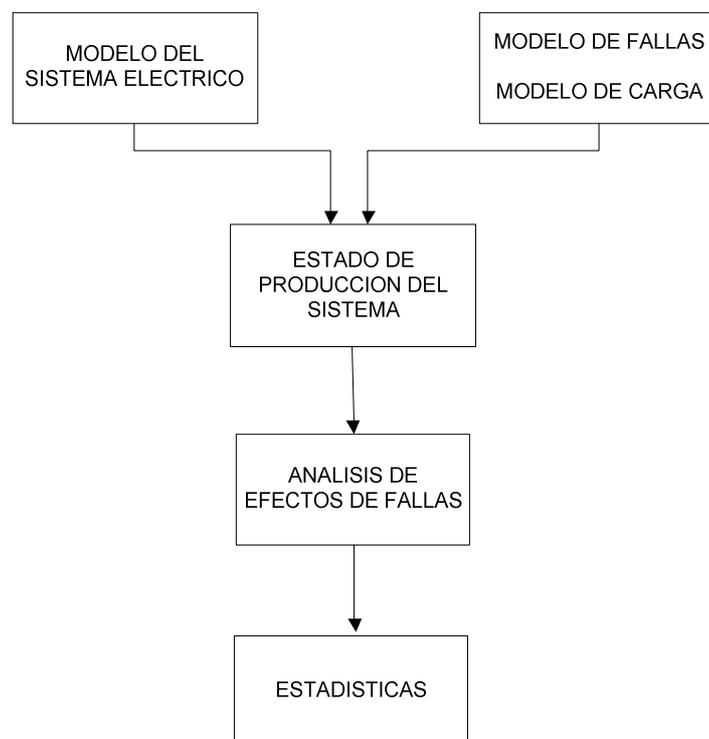


Figura 3.1 Diagrama de bloques de pasos fundamentales

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.

Por lo tanto es el módulo de efecto de fallas (FEA) el que internamente realiza todos los cálculos de confiabilidad lo cual hace basándose en el principio de funcionamiento descrito en el diagrama de flujo de la figura 3.2

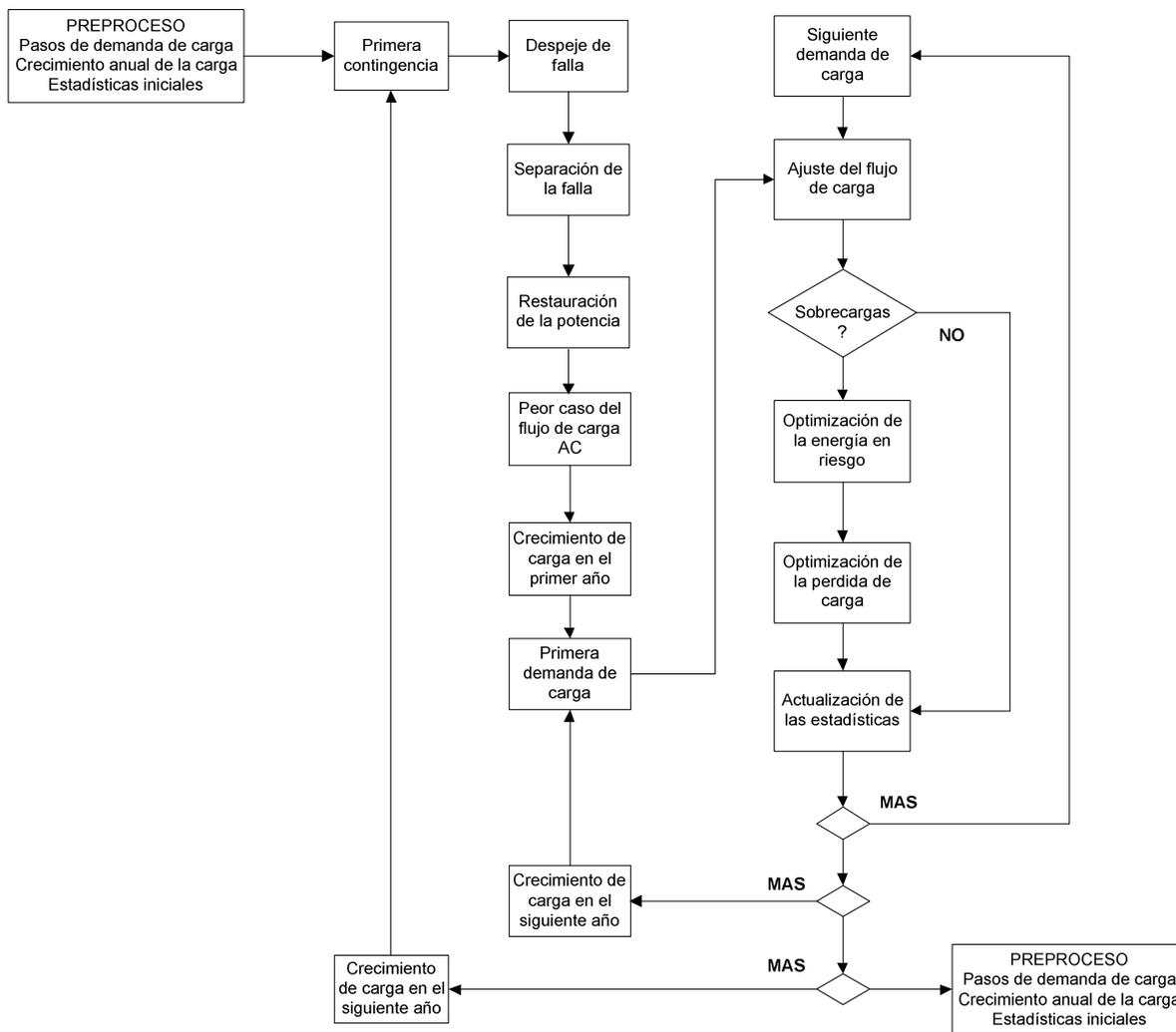


Figura 3.2 Principio de evaluación de confiabilidad

3.2.1 ASIGNACIÓN DE DATOS DE CONFIABILIDAD A ELEMENTOS DE LA RED

- Modelar el sistema de estudio para cálculos de flujo de carga.
- Entrada y asignación de datos de confiabilidad.
- Características de entrada y generación (ver parámetros de cálculo); asignar características a los elementos de carga y generación.
- 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.

3.2.2 MODELOS DE FALLAS

En el programa DlgSILENT 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.

3.2.2.1 Modelo de fallas en barras

El modelo de falla para las barras se selecciona normalmente del modelo del tipo de barra. El modelo del tipo de barra tiene una referencia a un modelo de falla, un ejemplo se presenta en la figura 3.3

Figura 3.3 Modelo de fallas en barras

El modelo de falla de una barra define una frecuencia de falla por la barra misma y una frecuencia de falla adicional por cada conexión de la barra. La duración de la reparación es independiente del número de conexiones. La frecuencia de falla total para un sistema de barra triple con seis alimentadores es por ejemplo calculada así:

$$F_{tot} = 3 \cdot F_{barra} + 6 \cdot F_{conexión} \quad [1/a]$$

Que sumaría a 0.24 por año para el modelo de falla mostrado.

La barra mostrará la frecuencia de falla total, esperanza del paro y duración media del paro en la página de confiabilidad, tal como se muestra en la figura 3.4

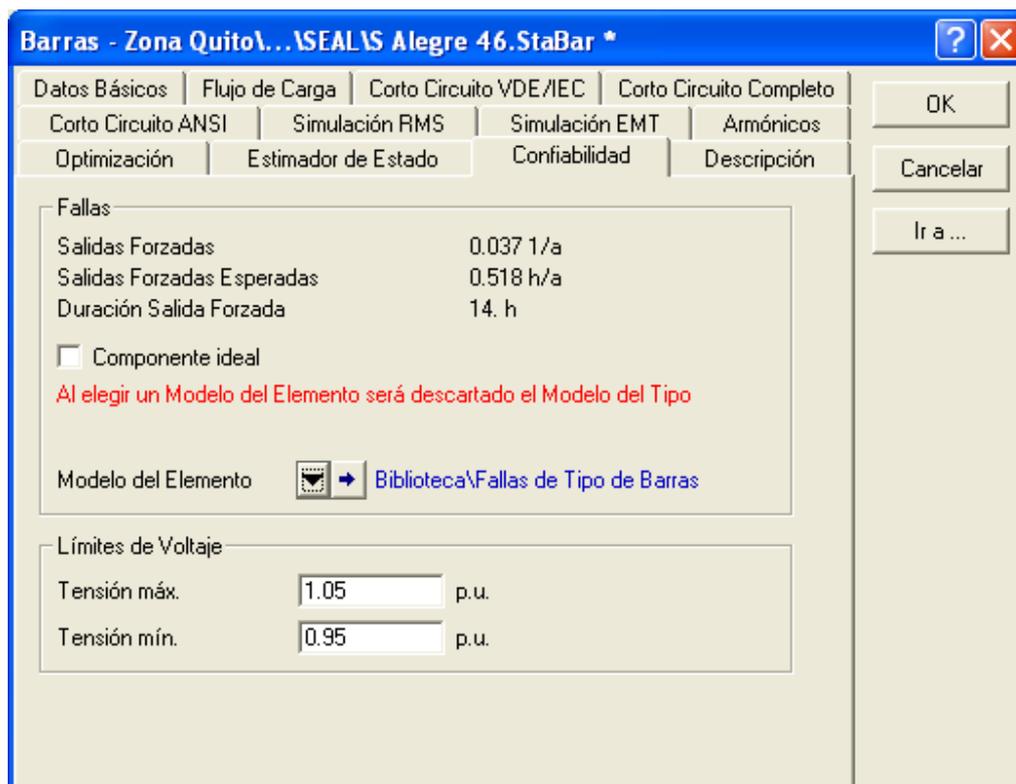


Figura 3.4 Datos de confiabilidad para barras

La barra o elemento terminal puede invalidar el modelo de falla que recibe a través del tipo de la barra seleccionando un modelo del elemento.

3.2.2.2 Modelo de fallas en líneas

El modelo de falla de una línea usa la frecuencia de falla o esperanza por unidad de longitud. La duración de la reparación es independiente de la longitud figura 3.5.

Ambos, el tiempo de falla y la duración de la reparación tienen un factor beta como factor de forma. La esperanza de paro al igual que el tiempo medio de la reparación cronometra la frecuencia de falla y están definidos según 100 km de longitud.

Figura 3.5 Modelo de falla en líneas

La frecuencia de falla real para una línea o cable en particular es calculado internamente por el programa, usando la longitud de la línea o cable. El uso de la frecuencia de falla, las salidas esperadas y la duración de la reparación se muestran en la página de confiabilidad del elemento como se observa en la figura 3.6. La línea o cable, de la misma forma que en el modelo de falla de barras, puede invalidar el modelo de falla que se recibe a través del tipo de línea o cable seleccionando el modelo del elemento.

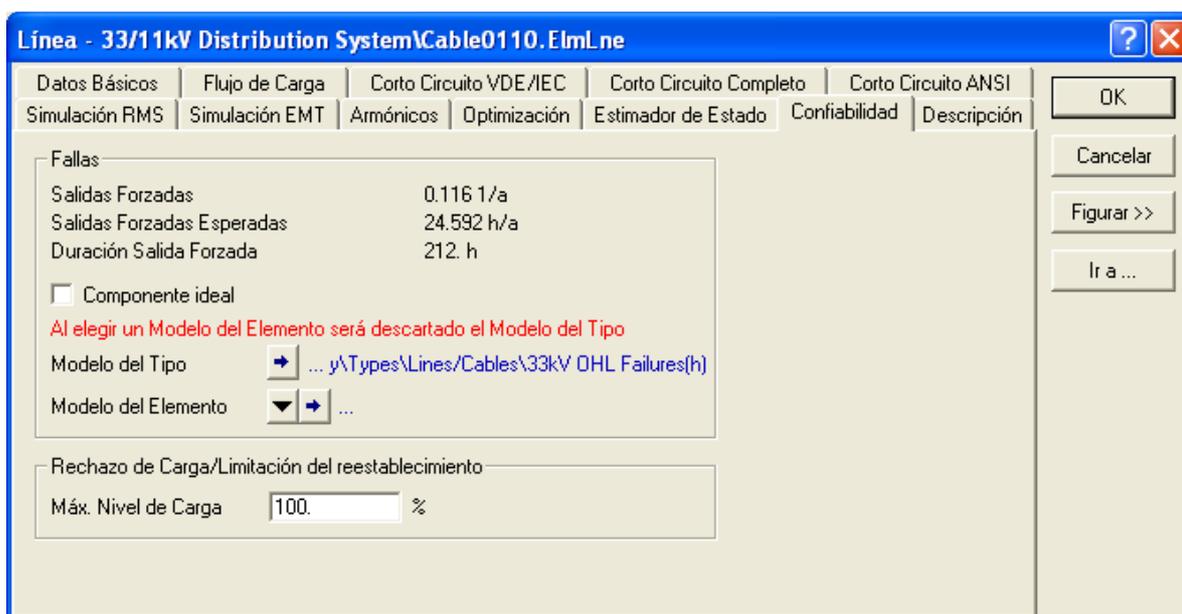


Figura 3.6 Datos de confiabilidad para línea/cable

El elemento línea ofrece un parámetro adicional que se define como máximo nivel de carga admisible durante las contingencias. Normalmente, este valor depende de la capacidad de corriente del elemento (cable o línea), ya que la carga de emergencia sólo se producirá durante un tiempo limitado. Si la carga del elemento supera este límite, el análisis de confiabilidad iniciará el deslastre de carga.

3.2.2.3 Modelo de fallas en transformadores

Un solo modelo de fallas en transformadores está disponible tanto para transformadores de dos devanados como para los transformadores de tres devanados. El modelo de falla del transformador normalmente se define en el tipo de transformador. El tipo del transformador tiene una referencia a un modelo de falla como se muestra en la figura 3.7.

The image shows a software dialog box titled "Fallas en Transformadores - ... pes\Transformers\Transformer Failures(h).S...". It has two tabs: "Datos de Falla" (selected) and "Gráfica". The dialog contains the following fields:

- Nombre: Transformer Failures[h]
- Datos de Falla section:
 - Frecuencia de Falla: 0.02 1/a
 - Salidas Esperadas: 6.86 h/a
 - Beta: 1.
- Duración de la Reparación section:
 - Media: 343. h
 - Lambda: 379.9521 h
 - Varianza: 232.8863 h
 - Beta: 1.5

Buttons for "OK" and "Cancelar" are located on the right side of the dialog.

Figura 3.7 Modelo de falla en transformadores

El modelo de falla en el transformador tiene una frecuencia de falla o esperanza y una duración de la reparación. Ambos el tiempo de falla y la duración de la reparación tienen un factor de forma beta. El uso de la frecuencia de falla, y la duración media del paro se muestran en la página de confiabilidad del elemento como se observa en la figura 3.8.



Figura 3.8 Datos de confiabilidad en transformadores

Al igual que el elemento de línea, la página del elemento transformador también ofrece un parámetro adicional para definir el máximo nivel de carga admisible durante las contingencias.

3.2.2.4 Modelo de fallas en máquinas sincrónicas

Los modelos de fallas de barras, líneas o transformadores tienen una cantidad fija de posibles estados, básicamente estos elementos pueden estar disponibles o no. El modelo de falla para un generador sincrónico, sin embargo, permite cualquier número de estados.

Esto hace que el modelo de falla sea algo más difícil de definir. Lo primero es añadir uno o más estados al modelo, debido a que el modelo predefinido sólo tiene un estado.

Segundo, es nombrar los estados creados e ingresar en cada estado su respectiva capacidad. La máquina síncrona puede tener los siguientes estados característicos:

- Porcentaje de la potencia aparente nominal
- Máquina fuera de servicio

Se puede definir un estado de “capacidad reducida”, definiendo una potencia nominal menor que el 100%, o poniendo en las “Máquinas fuera de servicio”. Una potencia nominal del 50%, por ejemplo, tendría la mitad de la capacidad de todas las máquinas en paralelo, pero todas las máquinas permanecerán funcionando.

La asignación del modelo de Weibull – Markov para la máquina síncrona, es decir la definición de la matriz de duración de estados, la matriz de probabilidad de transición o la matriz de frecuencia de transición se presenta en la opción “Modelo Estocástico” en la página de confiabilidad de la máquina síncrona, como se muestra en la figura 3.9.

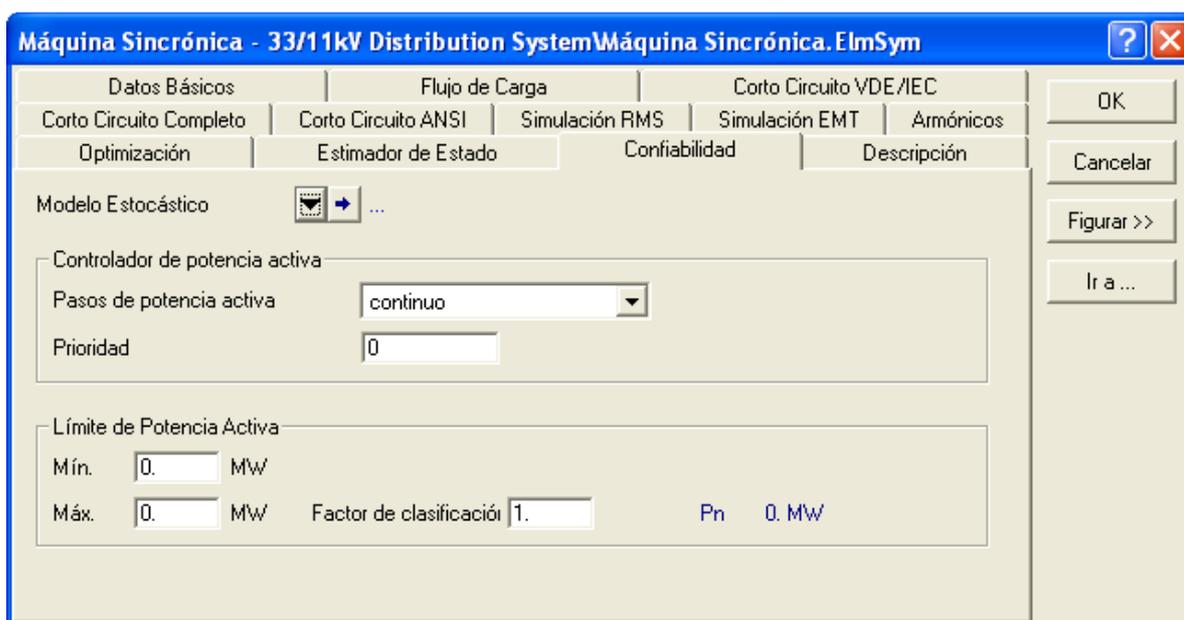


Figura 3.9 Asignando un modelo estocástico a una máquina síncrona

Cada modelo de falla puede ser utilizado por más de una máquina sincrónica al mismo tiempo. Las máquinas síncronas que utilizan el mismo modelo de falla, se comportan no obstante estocásticamente independientes entre sí.

3.2.2.5 Modelos de carga

3.2.2.5.1 Modelos estocásticos de carga

Un sistema de energía independiente puede incluir modelos estocásticos cargas, como las grandes cargas industriales, estaciones de bombeo, etc. En la mayoría de las aplicaciones, sin embargo, el comportamiento de la carga puede ser modelado por las características históricas.

La página de confiabilidad de los datos de carga se muestra en la figura 3.10. La siguiente sección explica el significado de las opciones presentadas.

Figura 3.10 Modelo Estocástico de Carga

a) Número de clientes conectados

Además de los valores de carga también el número de clientes tienen un efecto sobre el punto de carga y los índices de sistema (por ejemplo, SAIFI). El número de clientes individuales agregados de esta carga se da aquí.

b) Costos por interrupción

Una de las características del costo de interrupción (expresada en unidades monetarias por kW) puede ser descrita. Esta posibilidad se discute en detalle en la siguiente sección de este capítulo.

- **Factor de escalamiento**

Este factor se utiliza para escalar la característica de costos y adaptarlo a los costos de daños a un cliente específico.

c) Carga deslastrada / transferida

- **Prioridad de carga**

Si la desconexión de carga es necesaria esta prioridad se utiliza para diferenciar las cargas más importantes de los consumidores menos importantes. Cuanto más alto sea el valor de prioridad, es más importante esa carga.

- **Pasos de deslastre**

Es una serie de medidas para la eliminación de cargas. Ejemplo, un valor de 4 pasos significa que la carga se deslastra en pasos de 25%. Un número infinito de medidas significa que una carga se puede arrojar exactamente como sea necesario.

- **Transferible**

Este porcentaje indica en qué medida una carga puede ser suministrada por una fuente externa, por ejemplo, una conexión a una red de vecinos que no se muestra en detalle en la red.

- **Alimentación alternativa (Carga)**

Es el nodo que entrega la potencia transferida. Si este nodo no se da, se da por sentado que el suministro proviene de fuera del sistema en modelo.

3.2.2.5.2 Función de Costos por Interrupción

La función de costos por interrupción se define como características del vector unidimensional (ElmVec) con escalas de tiempo (TriTime).

Un ejemplo se muestra en la figura 3.11. La escala de tiempo es libre de elegir, pero debe ser monótona creciente.

Más de una función de costo por interrupción se pueden utilizar al mismo tiempo para diferentes cargas, y cada función puede utilizar una escala de tiempo diferente.

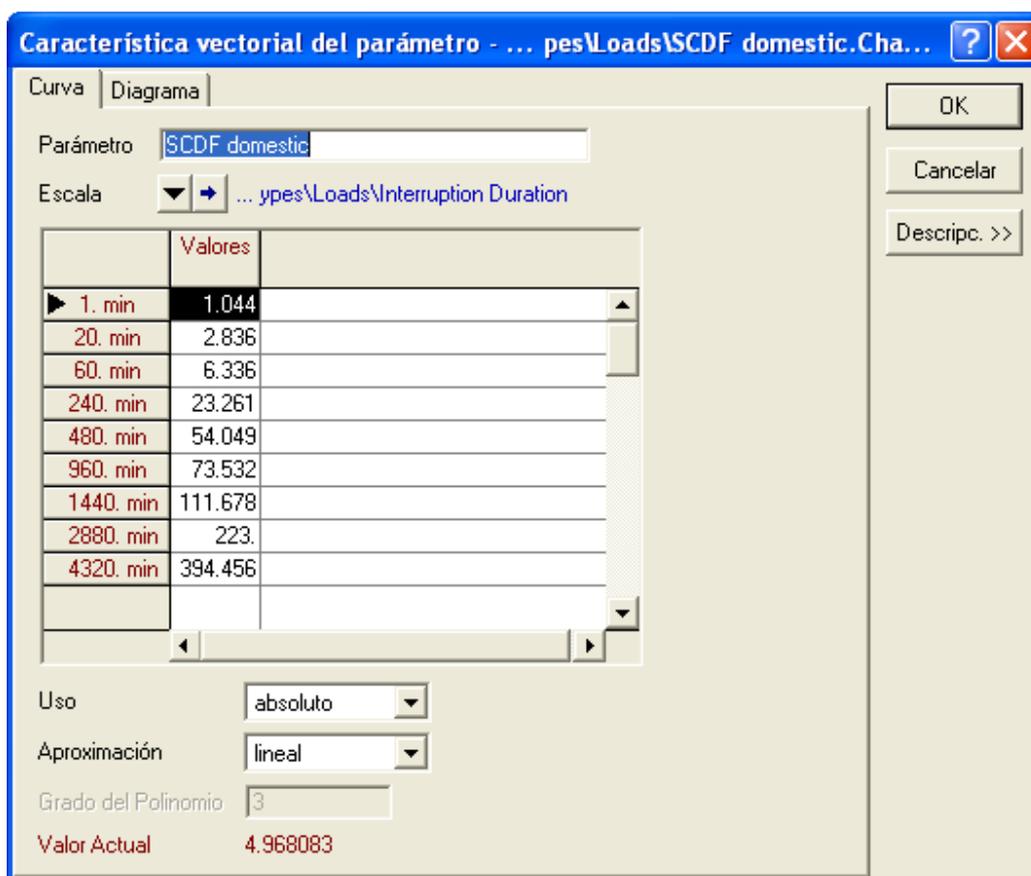


Figura 3.11 Función de interrupción al cliente – Costo por intervalo de tiempo

La función de costos por interrupción no es interpolada de ninguna manera. La función de costos por interrupción utilizados para una duración determinada se mantendrá constante en medio de la duración. La tabla 3.1 se muestra un ejemplo de la función de costos por interrupción y su rango en el tiempo.

	$0 \text{ min} \leq t < 30 \text{ min} \rightarrow \$ 0,0$
30 min → \$ 7,5	$30 \text{ min} \leq t < 60 \text{ min} \rightarrow \$ 7,5$
60 min → \$ 20,0	$60 \text{ min} \leq t < 180 \text{ min} \rightarrow \$ 20,0$
180 min → \$ 80,5	$180 \text{ min} \leq t \rightarrow \$ 80,5$

Tabla 3.1 Función de costos por interrupción

La selección de una función de costo por interrupción para una determinada carga se realiza mediante el establecimiento de la referencia de los costos de interrupción en la página de confiabilidad del diálogo de carga. Hay tres tipos de funciones de interrupción por costo que se pueden utilizar:

- \$ / kW costo por potencia interrumpida (kW), frente a la duración de la interrupción.
- \$ / cliente el costo por cliente interrumpido, frente a la duración de la interrupción.
- \$ Costo en comparación con la duración de la interrupción. La función de interrupción de costos seleccionados serán interpretados de acuerdo con el tipo seleccionado.

3.2.2.5.3 Carga deslastrada / transferida

La transferencia y desconexión de carga se realiza para un alivio de sobrecarga. Si las sobrecargas son detectadas en el estado del sistema después de la falla, se inicia una búsqueda de las cargas que contribuyen a estas sobrecargas. El alivio de sobrecargas se da por:

- La transferencia de algunas de estas cargas, si es posible
- Desconectando alguna de estas cargas, a partir de las cargas de menor prioridad, cuando sea necesario

Cada modelo de carga utiliza tres valores para describir la posible transferencia de carga y deslastre de carga:

- El número de pasos de deslastre de cargas definen la cantidad mínima de carga que puede ser eliminada. Cuatro pasos de deslastre de carga significa

que la carga sólo se puede arrojar al 25%, 50%, 75% o 100%. Cero pasos de deslastre significa que la carga se puede arrojar hasta cualquier cantidad.

- La prioridad de carga se utiliza para determinar qué cargas arrojar. Sólo las cargas con la prioridad más baja serán deslastradas.
- En el porcentaje de transferencia de carga se define la cantidad de carga que puede ser transferida fuera de la red actual. La red que recoge la carga transferida no se considera. Un porcentaje de transferencia del 30% significaría que la carga puede ser transferida fuera hasta un 30%. Un porcentaje de cero significa que no hay transferencia.

3.2.2.6 Mantenimiento

El mantenimiento está incluido en el análisis de confiabilidad mediante la definición de uno o más bloques de mantenimiento. Un bloque de mantenimiento se compone de:

- Una lista de elementos para el mantenimiento
- Un programa de mantenimiento

Un elemento de la lista de elementos será retirado de servicio para el mantenimiento en este bloque de mantenimientos. Ver la figura 3.12 para un ejemplo.

El programa de mantenimiento es una lista de momentos determinista para que el mantenimiento se inicie. Para cada mantenimiento programado, la duración debe ser determinada. Ver la figura 3.13 para un ejemplo.

Bloque de Mantenimiento - Bloque de Mantenimiento.StoMaint

Datos Básicos | Cronograma

Nombre:

Ignorar programa de ingresos

Elementos:

	Nombre Elm*
▶ 1	Máquina Sincrónica
2	Máquina Sincrónica(1)
3	Máquina Sincrónica(2)

Elementos:

OK Cancelar

Figura 3.12 Definición de un bloque de mantenimiento

Bloque de Mantenimiento - Bloque de Mantenimiento.StoMaint *

Datos Básicos | Cronograma

Modo entrada:

Cronograma:

	Tiempo de Inicio a/12	Duración 24h
▶ 1	4	0.5
2	8	0.7
3	12	1.

OK Cancelar

Figura 3.13 Definición de un programa de mantenimiento

3.2.3 EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD DE LA RED

Una evaluación de contingencia estudia el efecto de las interrupciones de los componentes pre-definidos en el sistema. El efecto de estos cortes en la situación del suministro, así como las posibles medidas para volver a abastecer a los clientes interrumpidos tiene que ser analizados de forma manual.

El análisis de confiabilidad es una automatización y extensión probabilística de la evaluación de contingencia. No se tiene que pre-definir los eventos de interrupción del servicio, sino todas las posibles interrupciones son tomadas en cuenta. La relevancia de cada parada se considera a partir de datos estadísticos sobre la frecuencia esperada y la duración de las interrupciones de cada tipo de componente. También el efecto de cada corte se analiza de forma automática, lo que significa que el software simula el sistema de protección y considera opciones para volver a abastecer el suministro eléctrico a los clientes interrumpidos.

La ventana de dialogo del análisis de confiabilidad se abrirá, como se muestra en la figura 3.14.

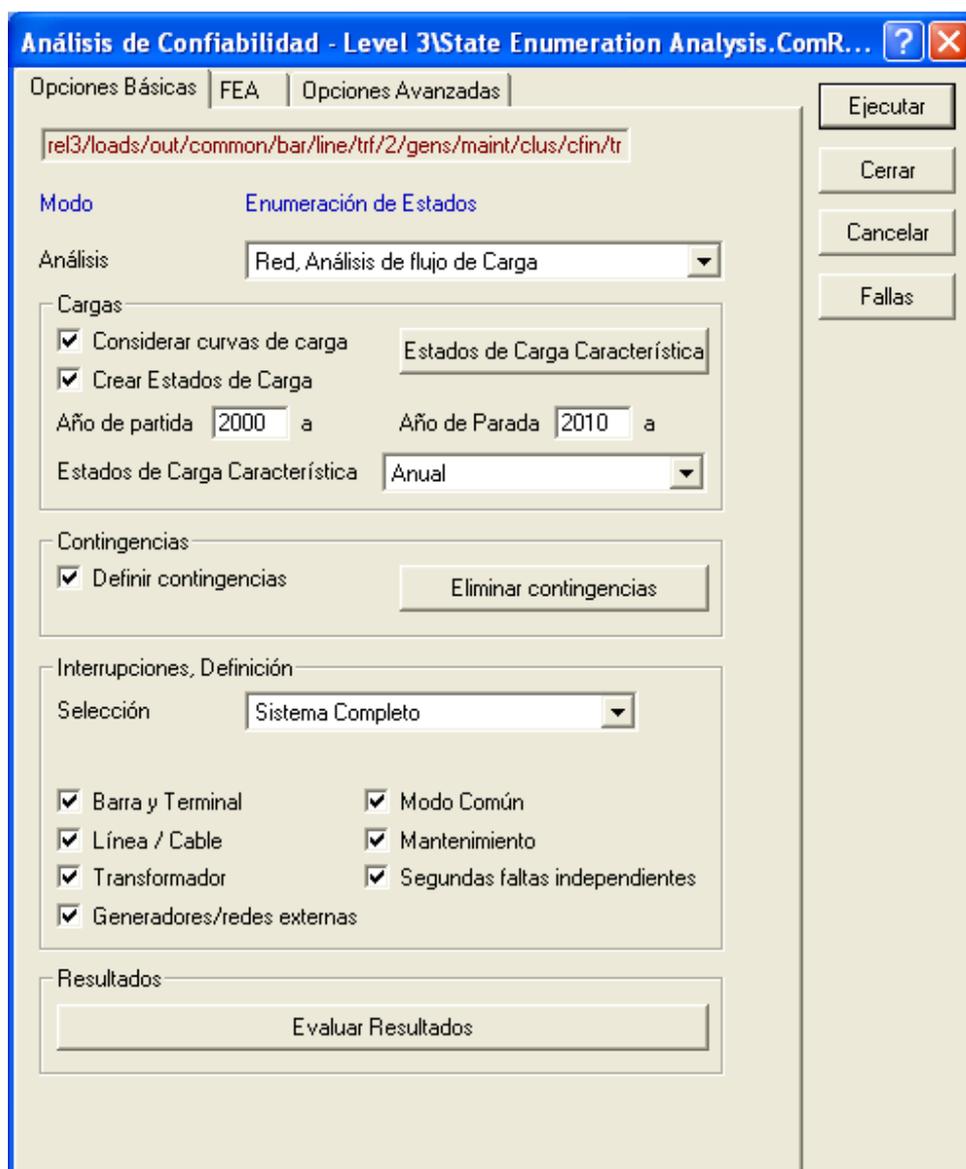


Figura 3.14 Ventana de diálogo del Análisis de Confiabilidad – Opciones Básicas

A continuación se explican las principales opciones que posee el programa para el análisis de confiabilidad de una red planteada.

3.2.3.1 Opciones Básicas

3.2.3.1.1 Análisis

Red, análisis de conexiones

Se inicia un análisis de toda la red en cuestión. La sobrecarga de los componentes no se considera.

Red, análisis de flujo de carga

Se inicia un análisis de flujo de carga AC para comprobar posibles sobrecargas. Un re-despacho en generación, transferencia de carga y desconexión de carga se utiliza para aliviar las sobrecargas.

3.2.3.1.2 Cargas

Considerar curvas de carga

Si esta opción está activa características de potencia activa y reactiva de las cargas son considerados durante el análisis. Si no existe este control, las cargas se considerarán solo como cargas máximas.

Definir estados de carga

Al considerar las curvas de carga, el análisis de confiabilidad no es capaz de estudiar cada intervalo de tiempo del período de estudio. Un enfoque útil es agregar las horas individuales de tiempo para un estudio de los estados representativos. El procedimiento utilizado es adaptable y selecciona el número de grupos de acuerdo a las características de carga y generación.

Año de partida: inicio del período en la consideración de las curvas de proyección de carga

Año de parada: fin del periodo en la consideración de las curvas de proyección de carga

Estados de carga característica

Establece la escala de tiempo para los grupos de los estados de carga. Las opciones posibles son anuales (considera sólo el desarrollo de carga por año) e intervalo de tiempo completo (tiene en cuenta todas las características asignadas a las cargas).

3.2.3.1.3 Contingencias

Definir Contingencias

Al activarla se creará una base de datos de las contingencias que se han considerado, junto con su efecto en el suministro de los clientes. Si no se activa sólo las contingencias existentes serán filtradas y analizadas.

Eliminar Contingencias

Al pulsar, todas las contingencias existentes se eliminarán de la base de datos para crear y analizar sólo las nuevas contingencias definidas.

3.2.3.1.4 Interrupciones, Definición

Selección

Es típico de los análisis de confiabilidad que los cortes serán estudiados en una parte específica de la red, pero las consecuencias deben ser analizadas para la red completa. Esta opción permite limitar los cortes estudiados en una parte de la red completa. Las opciones son:

- Sistema completo: realiza un cálculo de confiabilidad para todo el caso activo de estudio.
- Una red: realiza un cálculo de confiabilidad para la red seleccionada. Todos los elementos en otras las redes son supuestos 100% confiables.

- Definido por el usuario: realiza un cálculo de confiabilidad para la selección hecha por el usuario. Todos los elementos que no se encuentran en la selección se suponen 100% confiables

Existe la facilidad de selección de los elementos del sistema a ser considerados en un análisis de confiabilidad, estos son:

- Barras
- Líneas / Cables
- Transformadores
- Generadores / redes externas
- De modo común
- Mantenimiento

3.2.3.2 Opciones FEA

Un análisis del efecto de falla se hace para cada estado del sistema que se produce durante la enumeración de estado.

Eventos de carga / Eventos de maniobra

- Eliminar eventos de maniobra: después de un FEA normalmente se almacenan las secuencias de acciones para en una próxima vez que ocurra la misma contingencia volverlas a utilizar. Este es un método eficiente para ahorrar tiempo al repetir los cálculos con la misma topología, pero con datos de diferentes cortes. Los acontecimientos no obstante, deben ser reiniciados si existen cambios en la topología de la red o en las posibles acciones correctivas, de manera que las posibles opciones para nuevos reabastecimiento de los clientes serán verificados.

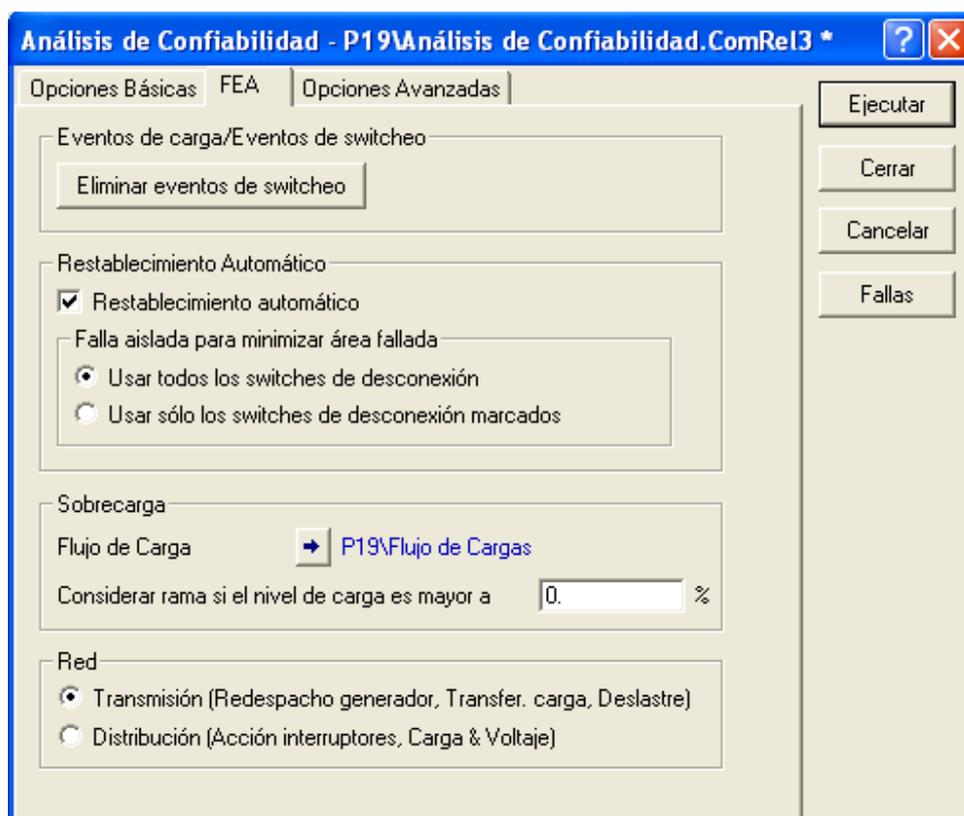


Figura 3.15 Ventana de diálogo del Análisis de Confiabilidad – Opciones FEA

Restablecimiento automático

Si esta opción no está activa, el FEA se detendrá después del disparo de la protección y no comprobará las medidas correctivas para una restauración de potencia. Esto generalmente lleva a un extremo del peor caso de análisis, sobre todo para los sistemas de distribución, donde el re-abastecimiento es una opción típica.

- Falla aislada para minimizar área fallada: normalmente son aislados los componentes que se vieron afectados por las fallas, de modo que el resto de la red que no tuvo problemas se puede volver a conectar a la red eléctrica. Dentro de esta opción se puede elegir todos los interruptores que se pueden utilizar para la desconexión de un componente defectuoso o sólo los interruptores con la respectiva propiedad seleccionada.

Sobrecarga

Esta opción aparece cuando el "Análisis" en la opción "Opciones básicas" está en "red, análisis de flujo de carga".

3.2.3.3 Opciones Avanzadas

Resultados

Esta opción permite seleccionar los resultados de una evaluación de confiabilidad almacenados. Normalmente se crea un objeto de resultados para el presente caso de estudio.

Salida de los resultados

El usuario puede elegir entre diferentes formas de un informe que resume lo que se imprime después de terminar la evaluación de la fiabilidad. El programa ofrece tres posibilidades para poder visualizar los resultados, estos son resultados sobre el diagrama, resultados en tablas y resultados en gráficos.

Colores para modo color de las “redes aisladas”

En esta opción, los colores utilizados para diferenciar las áreas de reabastecimiento pueden ser seleccionados.

3.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Una vez ingresados los datos necesarios, se presenta el análisis e interpretación de los resultados obtenidos en la simulación realizada en el software DIGSILENT para el escenario en estudio. El programa arroja resultados, tanto para el sistema en general tabla 3.2, como para las cargas.

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

Tabla 3.2 Índices de Carga del Sistema – Condiciones Actuales

El índice SAIFI, con un valor promedio de 1,217 [1/año] nos indica que el sistema tiene por lo menos una falla al año. El índice SAIDI indica una duración de 2,125 [h/año], es decir que el sistema tiene en promedio una falla y que la duración de esa falla es aproximadamente de dos horas. Para el índice CAIDI que resulta de los dos índices anteriores, tiene un valor de 1,745 [h] por cliente que quiere decir que cada usuario tendrá en promedio casi dos horas de interrupción del servicio al año. Se puede observar que el índice de disponibilidad ASAI se encuentra en un valor aceptable, pero existe la posibilidad de mejorarlo.

Para una mejor apreciación, y con el objetivo de observar que zonas del sistema de sub-transmisión de la Empresa Eléctrica Quito presentan valores elevados de frecuencias de falla, duración de falla y energía no suministrada de cada carga, se cita la tabla 3.3, de los resultados presentados en el anexo 3.

Nombre	LPIF [1/a]	Nombre	LPIT [h/a]	Nombre	LPENS [MWh/a]
C_BANCOS	7,82165	C_BANCOS	30,4908	C_QUINCH	143,4058
C_SGOLQ	5,45609	C_QUINCH	8,50871	C_BANCOS	137,2086
C_ENKAD	4,09222	C_SGOLQ	6,15638	C_SGOLQ	92,47611
C_QUINCH	3,00189	C_ENKAD	4,53836	C3_BRRNVO	58,89781
C1_BRRNVO	2,91012	C1_BRRNVO	3,91166	C2_CRIST	33,3596
C2_BRRNVO	2,91012	C2_BRRNVO	3,91166	C1_CRIST	30,5459
C3_BRRNVO	2,36363	C_MARIN	3,78127	C2_EPIC	30,38906
C_CAROL	2,27373	C_SUCRE	3,54809	C_CAROL	27,60805
C_FLORST	2,27373	C3_BRRNVO	3,04426	C1_BRRNVO	27,3816
		C_CAROL	1,73102	C_MARIN	24,95639
		C_FLORST	1,73102	C1_EPIC	24,00873

Tabla 3.3 Comparación de resultados de los Índices por Carga

Como se puede apreciar en la tabla 3.3, 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.

Una vez identificados los puntos o zonas débiles del sistema de sub-transmisión 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 del servicio al menor costo. Cabe señalar que en algunos casos puede ser necesaria la aplicación de varias de las sugerencias mencionadas.

3.3.1 UBICACIÓN DE LOS PUNTOS DÉBILES DEL SISTEMA

Entre las cargas que presentan valores elevados de frecuencia de falla, tiempo de falla y nivel de energía no suministrada está la carga LOS BANCOS con un valor de frecuencia de 7,82165 [1/a] y la carga EL QUINCHE que si bien no presenta un valor muy elevado en la frecuencia de falla 3,00189 [1/a], su tiempo de falla con un valor de 8,50871 [h/a] y nivel de energía no suministrada con un valor de 143,4058 [MWh/a] son elevados en comparación a las otras cargas, la configuración eléctrica de la zona a la cual están conectadas estas cargas se presentan en la figura 3.16 y figura 3.17.

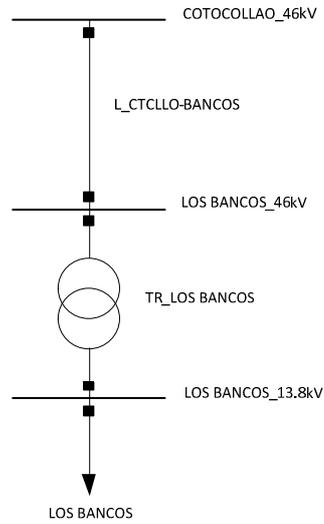


Figura 3.16 Carga Los Bancos

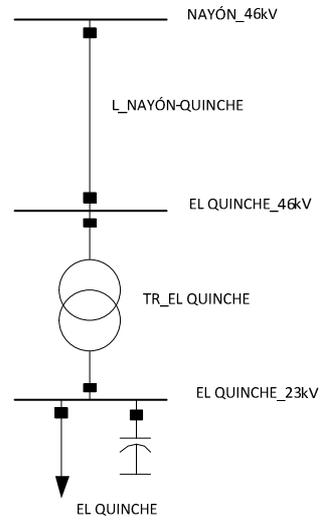


Figura 3.17 Carga El Quinche

La carga SANGOLQUI y la carga ENKADOR presentan un valor de frecuencia de falla de 5,45609 [1/a] y 4,09222 [1/a] respectivamente, la configuración eléctrica de la zona a la cual se conectan estas cargas se muestra en la figura 3.18.

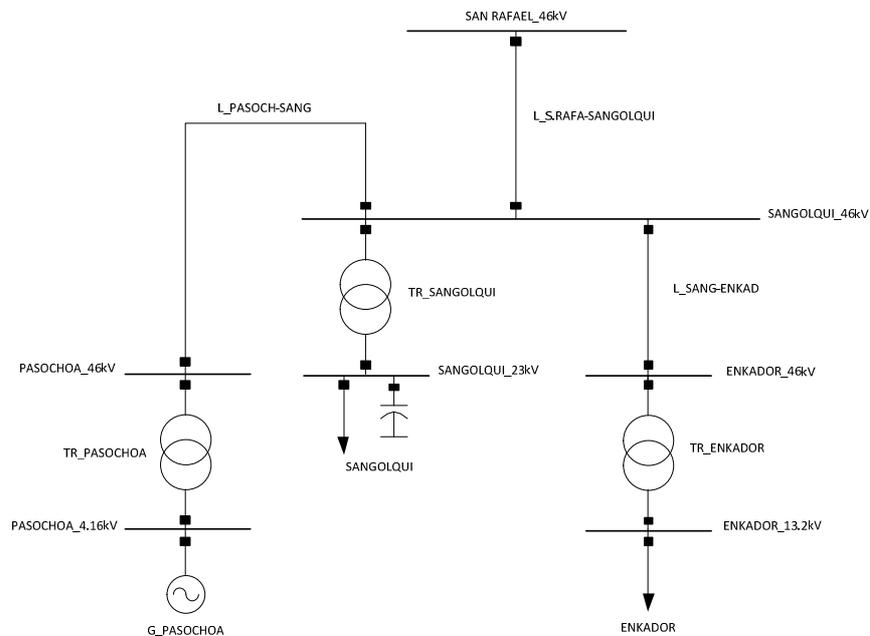


Figura 3.18 Carga Sangolqui y Carga Enkador

Se observa que las cargas BARRIONUEVO 1, 2 y 3 presentan valores de frecuencia de falla de 2,91012 [1/a], 2,91012 [1/a] y 2,36363 [1/a] respectivamente, la configuración eléctrica de la zona a la cual se conectan estas cargas se muestra en la figura 3.19.

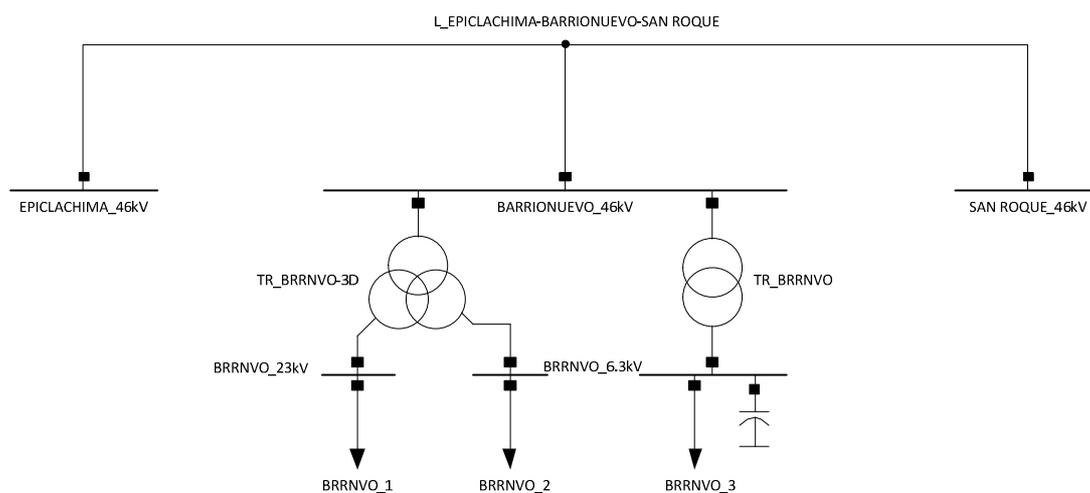


Figura 3.19 Cargas Barrionuevo 1, 2 y 3

Finalmente se encuentran las cargas FLORESTA con una frecuencia de falla de 2,27373 [1/a] y CAROLINA con una frecuencia de falla de 2,27373 [1/a], la configuración eléctrica de la zona a la cual se conectan estas cargas se muestra en la figura 3.20.

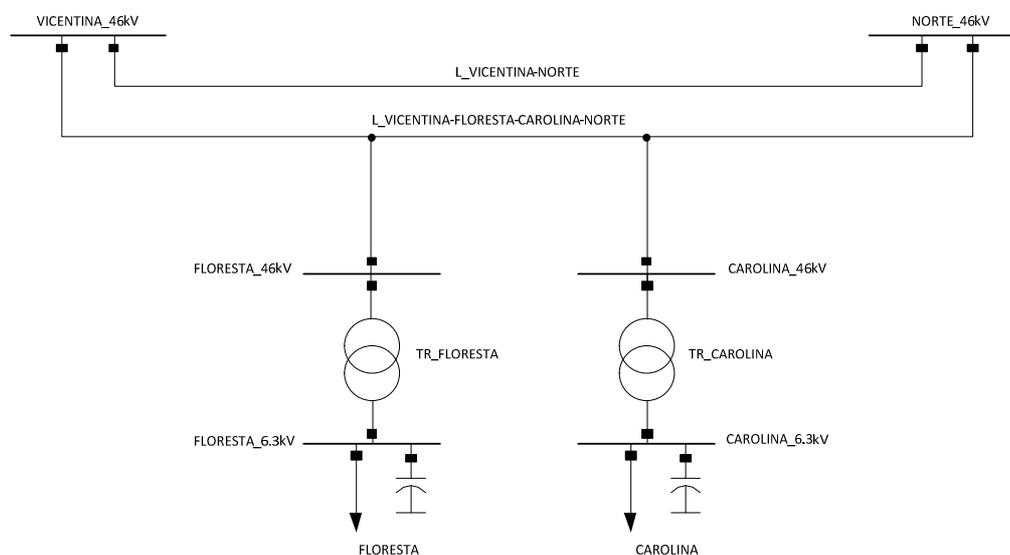


Figura 3.20 Carga Floresta y Carga Carolina

Las cargas antes citadas son aquellas que poseen los valores más significativos de frecuencia de falla, tiempo de falla y nivel de energía no suministrada.

3.3.2 SOLUCIÓN A LOS PUNTOS DÉBILES DEL SISTEMA

3.3.2.1 Carga Los Bancos y carga El Quinche

Para el caso de las cargas LOS BANCOS y EL QUINCHE, debido a su ubicación geográfica y configuración eléctrica no se puede presentar como solución la implementación de doble circuito para el caso de líneas, transformadores adicionales en las S/E o la implementación de puntos de generación, entonces como solución y al mismo tiempo como validación del plan de expansión de la Empresa Eléctrica Quito la carga:

- LOS BANCOS se conectará a la S/E Sto. Domingo_69kV, como se muestra en la figura 3.21.

- EL QUINCHE se transferirá a la S/E Tababela, como se muestra en la figura 3.22.

La implementación de estas dos soluciones para estas cargas nos permiten tener valores de frecuencia de falla menores a los que se tenían antes, este es el caso de 0,72849 [1/a] para la carga LOS BANCOS y de 0,54649 [1/a] para la carga EL QUINCHE.

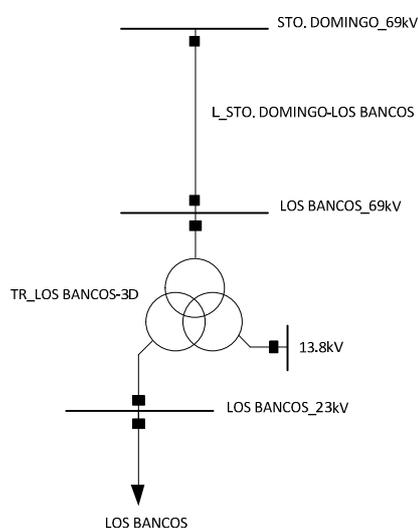


Figura 3.21 Carga Los Bancos conectada a la S/E Sto. Domingo_69kV

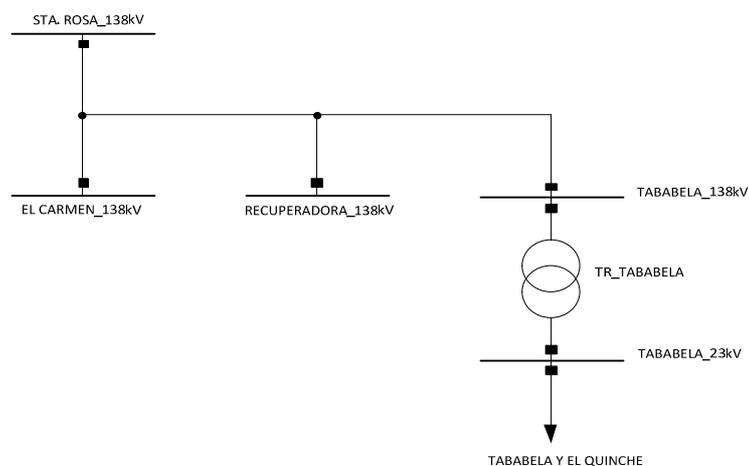


Figura 3.22 Carga El Quinche transferida a S/E Tababela

3.3.2.2 Carga Sangolqui y carga Enkador

Para este caso la solución que implica mejorar el índice de frecuencia de falla es la implementación de un doble circuito para la línea San Rafael – Sangolqui (L_S.Rafa-Sang) como se muestra en la figura 3.23. El índice de frecuencia de falla se reduce de 5,45609 [1/a] a 0,72849 [1/a] para el caso de la carga Sangolqui, y de 4,09222 [1/a] a 0,63744 [1/a] para el caso de la carga Enkador.

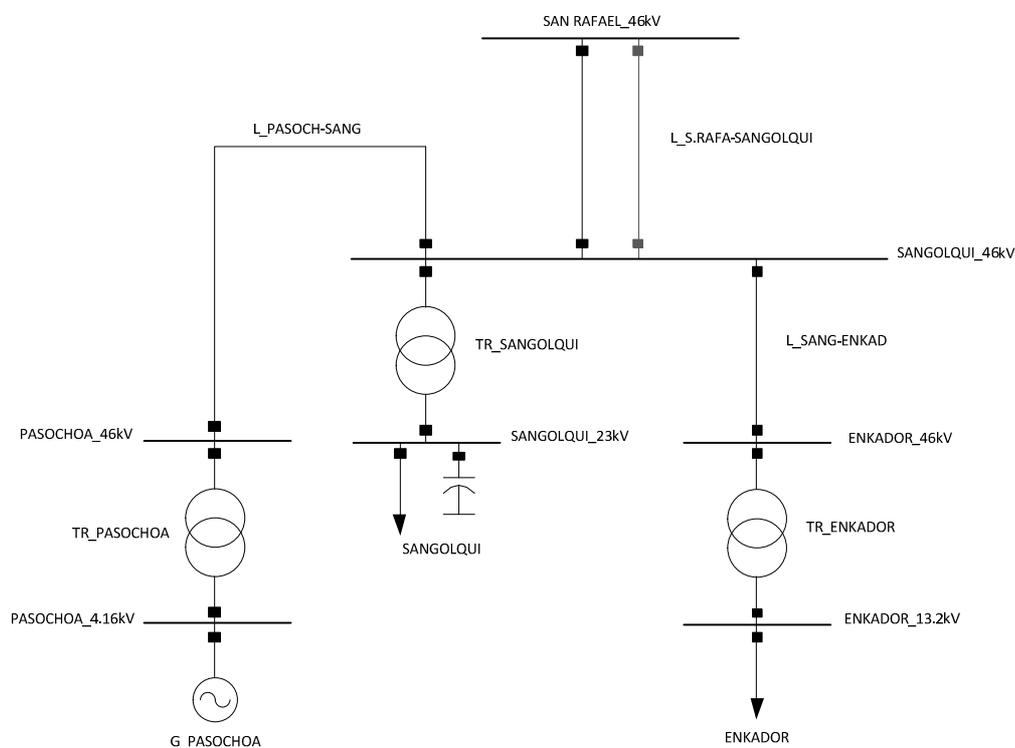


Figura 3.23 Implementación doble circuito para la L_S.RAFA-SANG

3.3.2.3 Cargas Barrionuevo

En este caso el principal problema en la desconexión de carga, se debe a la existencia de un solo trayecto de línea que va desde la S/E San Roque a la S/E Epiclachima, con una derivación hacia la S/E Barrionuevo. Debido a la presencia de

cualquier falla las protecciones ubicadas tanto en la S/E San Roque como en la S/E Epiclachima operan desconectándose todo este trayecto de línea, dejando a la S/E Barrionuevo fuera de servicio.

Entonces como una alternativa de solución a este problema se propone la implementación de una línea desde la S/E Epiclachima a la S/E Barrionuevo y desde la S/E Barrionuevo a la S/E San Roque, con sus debidos ajustes de protección. Esta alternativa presenta la opción de no dejar fuera de servicio a la S/E Barrionuevo ante cualquier evento de falla en este tramo ya dividido. Como se puede observar en la figura 3.24 la S/E Barrionuevo puede estar servida del suministro eléctrico desde la S/E Epiclachima por medio de la línea Epiclachima-Barrionuevo o desde la S/E San Roque por medio de la línea Barrionuevo-San Roque.

Considerando esta alternativa como solución, los índices de frecuencia de falla para las cargas de la S/E Barrionuevo, se ven reducidas a un valor de 0,54649 [1/a].

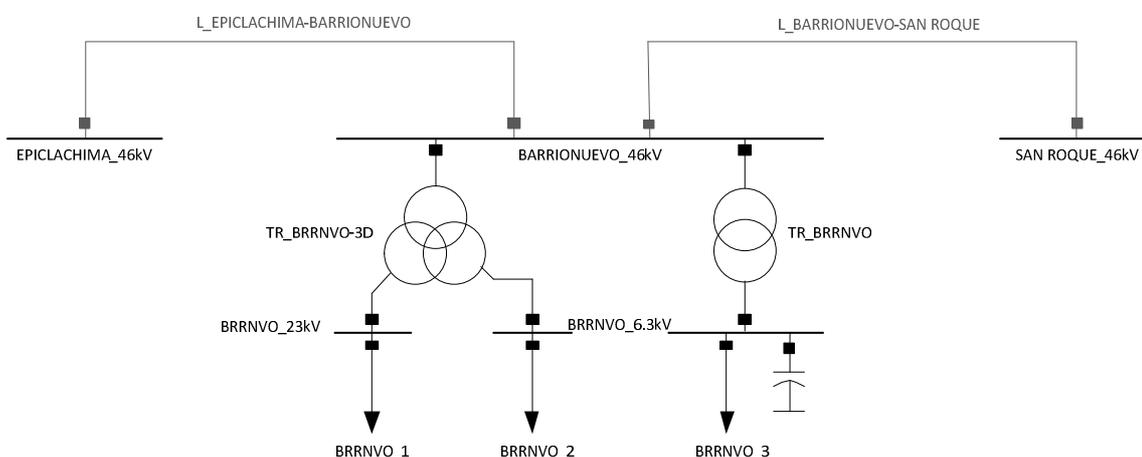


Figura 3.24 Implementación de las líneas (L_EPICL-BRRNVO y L_BRRNVO-S.ROQ)

3.3.2.4 Carga Floresta y Carga Carolina

Al igual que en el caso anterior, en esta zona se tiene un solo tramo de línea comprendida entre la S/E Vicentina y la S/E Norte con derivaciones hacia la S/E Floresta y S/E Carolina. Las debidas protecciones están ubicadas en la S/E Vicentina y S/E Norte. Ante cualquier evento de falla en este trayecto de línea, se ve privado del suministro eléctrico las cargas Floresta y Carolina.

Como alternativa de solución se propone la implementación de tramos de línea independiente comprendido entre las S/E Vicentina - S/E Floresta, S/E Floresta - S/E Carolina y entre la S/E Carolina - S/E Norte como se muestra en la figura 3.25, con sus debidos ajustes de protección.

La implementación de esta alternativa nos permite tener un valor de frecuencia de falla de 0,54649 [1/a] para cada una de las cargas.

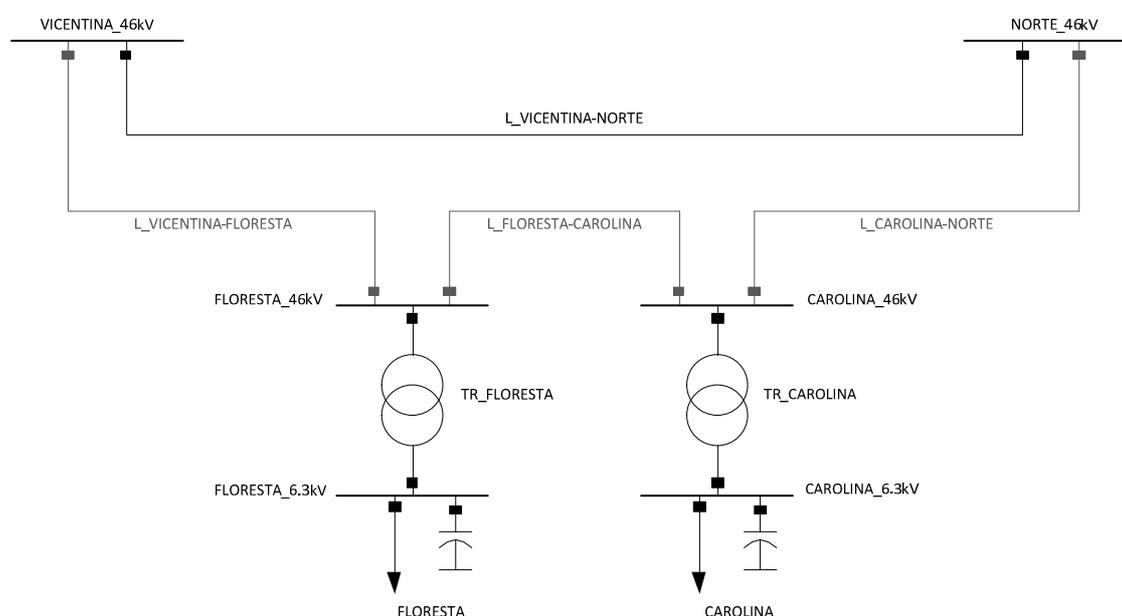


Figura 3.25 Implementación de las líneas (L_VIC-FLORESTA, L_FLORESTA-CAROLINA y L_CAROLINA-NORTE)

Una vez establecidos todos estos cambios en los diferentes puntos o zonas débiles del sistema, se procede a calcular los índices de carga para todo el sistema de sub-transmisión de la Empresa Eléctrica Quito, tabla 3.4.

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	0,999872489	
Índice de Indisponibilidad del Servicio Promedio	ASUI	0,000127511	
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

Tabla 3.4 Índices de Carga del Sistema – Condiciones Mejoradas

El índice SAIFI, con un valor promedio de 0,7077 [1/año] nos indica que el sistema tendrá una falla cada año y medio. El índice SAIDI indica una duración de 1,117 [h/año], la duración de esa falla es aproximadamente de una hora. Para el índice CAIDI que resulta de los dos índices anteriores, tiene un valor de 1,578 [h] por cliente que quiere decir que cada usuario tendrá en promedio una hora y media de interrupción de servicio al año.

3.3.3 ANÁLISIS COMPARATIVO

En esta sección se presenta una comparación entre los resultados obtenidos en el análisis de confiabilidad para el escenario de máxima demanda con la topología

original del sistema, y con los cambios establecidos en el estudio, esto se puede apreciar en la tabla 3.5.

DESCRIPCIÓN	INDICE	UNIDAD	VALOR	
			COND. ACT.	COND. MEJ.
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema	SAIFI	1/a	1,217452	0,707724
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente	CAIFI	1/Ca	1,217452	0,721334
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema	SAIDI	h/a	2,125	1,117
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente	CAIDI	h	1,745	1,578
Índice de Disponibilidad del Servicio Promedio	ASAI		0,999757424	0,999872489
Índice de Indisponibilidad del Servicio Promedio	ASUI		0,000242576	0,000127511
Energía no Suministrada	ENS	MWh/a	1.158,62	743,007
Energía no Suministrada Promedio	AENS	MWh/Ca	21,861	14,019
Costo Energía no Suministrada	CENS	US\$/a	1.776.162,9	1.139.029,7

Tabla 3.5 Comparación de resultados de los Índices de Carga del Sistema

Como se puede observar 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.

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. El detalle del cálculo se encuentra anexo 4.

En la tabla 3.6 se puede apreciar el costo de inversión y recuperación del capital para cada una de las alternativas.

	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

Tabla 3.6 Costos de inversión y recuperación del capital

Se puede observar que los años de recuperación del capital en cada una de las alternativas no exceden los años de vida útil establecidos en el “Estudio de costos para fijación de tarifas”.

3.3.4 ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD EN LA S/E SANTA ROSA Y S/E SELVA ALEGRE

Debido al gran impacto que presenta en el sistema un evento de falla en los transformadores TRN y TRP de 138kV/46kV de la S/E Santa Rosa y los transformadores T1 y T2 de 138kV/46kV de la S/E Selva Alegre, se realiza un análisis individual para cada uno de estos eventos.

3.3.4.1 Transformadores TRN y TRP 138 kV/46kV de la S/E Santa Rosa

En este evento se medirá el nivel de confiabilidad que presenta el sistema debido a la presencia de una falla en los transformadores de la S/E Santa Rosa. Una vez hecha las consideraciones necesarias para el análisis, en la tabla 3.7 se puede apreciar los índices de carga del sistema.

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	0,999964286	
Índice de Indisponibilidad del Servicio Promedio	ASUI	0,000035715	
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

Tabla 3.7 Índices de Carga del Sistema con T1 Vicentina 48 MVA

Aunque los índices de confiabilidad que se presentan en la tabla 3.7 no son extremadamente elevados debido al tipo de falla que se presentó para este análisis, 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 la figura 3.26 y figura 3.27.

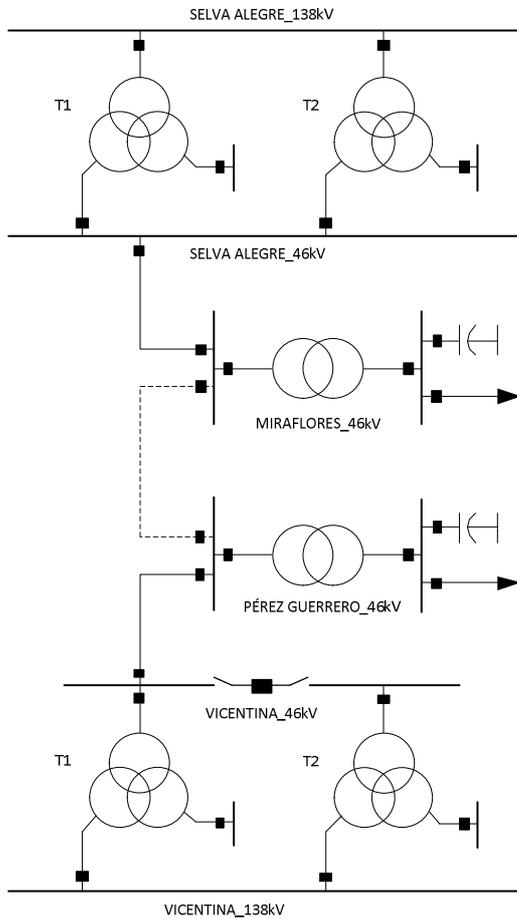


Figura 3.26 T1 Vicentina 48 MVA

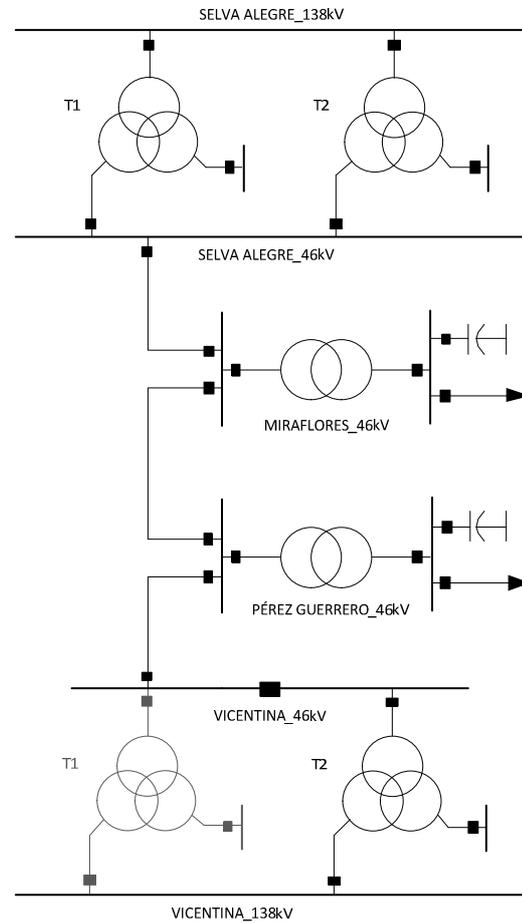


Figura 3.27 T1 Vicentina 100 MVA

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 tabla 3.8 con los índices de carga del sistema.

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	0,999980034	
Índice de Indisponibilidad del Servicio Promedio	ASUI	0,000019966	
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

Tabla 3.8 Índices de Carga del Sistema con T1 Vicentina 100 MVA

Un cuadro comparativo se presenta en la tabla 3.9 considerando en la S/E Vicentina el transformador actual T1 de 48 MVA, y el cambio a un transformador de 100 MVA.

DESCRIPCIÓN	INDICE	UNIDAD	VALOR	
			T1_48MVA	T1_100MVA
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema	SAIFI	1/Ca	0,264719	0,134401
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente	CAIFI	1/Ca	1,169174	0,647568
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema	SAIDI	h/Ca	0,313	0,175
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente	CAIDI	h	1,182	1,031
Índice de Disponibilidad del Servicio Promedio	ASAI		0,999964286	0,999980034
Índice de Indisponibilidad del Servicio Promedio	ASUI		0,000035715	0,000019966
Energía no Suministrada	ENS	MWh/a	144,179	68,143
Energía no Suministrada Promedio	AENS	MWh/Ca	2,72	1,286
Costo Energía no Suministrada	CENS	US\$/a	221.026,4	104.463,2

Tabla 3.9 Comparación de resultados de los Índices de Carga del Sistema

Como se puede apreciar en la tabla 3.9, 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 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 %.

3.3.4.2 Transformadores T1 y T2 138kV/46kV de la S/E Selva Alegre

En este evento se medirá el nivel de confiabilidad que presenta el sistema debido a la presencia de una falla en los transformadores de la S/E Selva Alegre. En la tabla 3.10 se puede apreciar los índices de carga del sistema.

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 Indisponibilidad 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

Tabla 3.10 Índices de Carga del Sistema con T1 Vicentina 48 MVA

Aunque los índices de confiabilidad que se presentan en la tabla 3.10 no son extremadamente elevados, existe una posibilidad de mejorarlos. 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, con dichas consideraciones que este cambio acarrea.

En la tabla 3.11 se puede observar el mejoramiento de los índices de confiabilidad considerando el cambio antes mencionado.

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 Indisponibilidad 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

Tabla 3.11 Índices de Carga del Sistema con T1 Vicentina 100 MVA

Un cuadro comparativo se muestra a continuación para poder observar la variación que presentan los índices de confiabilidad ante dicho evento de falla con los cambios considerados. Tabla 3.12

DESCRIPCIÓN	INDICE	UNIDAD	VALOR	
			T1_48MVA	T1_100MVA
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema	SAIFI	1/Ca	0,215694	0,003774
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente	CAIFI	1/Ca	0,394198	0,050001
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema	SAIDI	h/Ca	0,215	0,002
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente	CAIDI	h	0,998	0,5
Índice de Disponibilidad del Servicio Promedio	ASAI		0,999975438	0,999999785
Índice de Indisponibilidad del Servicio Promedio	ASUI		0,000024562	0,000000215
Energía no Suministrada	ENS	MWh/a	91,334	0,861
Energía no Suministrada Promedio	AENS	MWh/Ca	1,723	0,016
Costo Energía no Suministrada	CENS	US\$/a	140.015,0	1.319,9

Tabla 3.12 Comparación de resultados de los Índices de Carga del Sistema

Como se puede apreciar en la tabla 3.12, 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 tabla 3.13 se puede apreciar el costo de inversión y recuperación del capital para la alternativa de cambio de transformador en la S/E Vicentina.

	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	

Tabla 3.13 Costos de inversión y recuperación del capital S/E Vicentina

CAPITULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- A partir de registros históricos de operación del sistema, que abarca un periodo de 11 años, y con la utilización del software DigSILENT, se determinaron índices de confiabilidad del sistema de sub-transmisión tales como el índice de frecuencias de interrupciones promedio del sistema (SAIFI), Índice de duración de interrupciones promedio del sistema (SAIDI), Índice de duración de interrupciones promedio por cliente (CAIDI), Índice de disponibilidad de servicio promedio (ASAI), energía no suministrada del sistema (ENS), que determinaron que el nivel de confiabilidad del sistema se encuentra en 99,9757%.
- 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.

4.2 RECOMENDACIONES

- Conforme incrementa el tamaño y la complejidad del sistema de sub-transmisión de la Empresa Eléctrica Quito, se debe realizar continuos estudios de confiabilidad con el fin de permitir la planificación, diseño y operación del sistema garantizando una calidad y continuidad del servicio eléctrico.
- En el presente estudio se observa que una buena alternativa para mejorar la confiabilidad en ciertas zonas consideradas como débiles, es el cambio de líneas que tienen derivaciones por tramos de líneas completos (entrada - salida) que van de una subestación a otra, como es el caso para las cargas Barrionuevo, Carolina y Floresta.
- Para el caso de eventos de falla en los transformadores de la S/E Santa Rosa y S/E Selva Alegre que se consideraron como análisis de contingencias se presenta una sola alternativa para mejorar los índices de confiabilidad, que es el reemplazo del transformador de 48 MVA por un transformador de 100 MVA en la S/E Vicentina, el cierre del interruptor en la barra de 46 kV en la S/E Vicentina y la puesta en servicio de la línea (L_Miraflores-Pérez Guerrero).
- Con el objetivo de establecer costos de energía no suministrada más próximos a la realidad se recomienda realizar un estudio que evalúe adecuadamente el impacto sobre la economía social el manejo de índices de confiabilidad.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [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 Gomaringen – 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

ANEXOS

ANEXO 1 EJEMPLO DE CÁLCULO DE ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD

Generación	G1		G2		
	1 unid.	150	MW	140	MW
λ	3,65	f/año	2,33	f/año	
μ	0,49	r/día	0,54	r/día	
	178,85	r/año	197,1	r/año	
r	48,98	h	48,97	h	
FOR	0,02		0,01		

Transmisión	L/T 1		L/T 2		L/T 3	
	1 circ.	180	MW	180	MW	180
λ	0,5	f/año	1,8	f/año	3,2	f/año
μ	3,2	r/día	2,8	r/día	5,85	r/día
	1168	r/año	1022	r/año	2135,25	r/año
r	7,5	h	8,57	h	4,1	h
FOR	0,0004279		0,001758		0,001496	

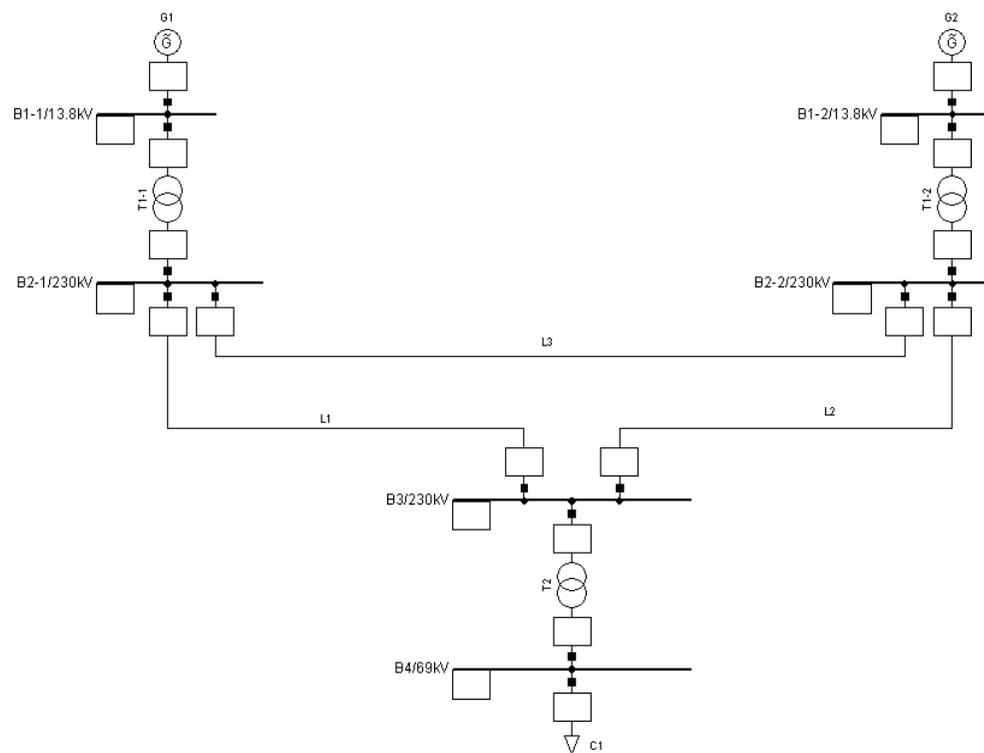


Tabla No. 1: Probabilidad de salida de Generación

Estado (1)	No. Unidades operando (2)	No. Unidades fuera (3)	Capacidad Fuera de Servicio MW (4)	Capacidad Disponible MW (5)	Probabilidad P(Bj) (6)	Tasa Trans. (7)	Frecuencia Oc/año (8=6x7)
1	1	0	0	150	0,98	3,7	3,57700
2	0	1	150	0	0,02	178,9	3,5770

Estado (1)	No. Unidades operando (2)	No. Unidades fuera (3)	Capacidad Fuera de Servicio MW (4)	Capacidad Disponible MW (5)	Probabilidad P(Bj) (6)	Tasa Trans. (7)	Frecuencia Oc/año (8=6x7)
1	1	0	0	140	0,99	2,3	2,3067
2	0	1	140	0	0,01	197,1	1,9710

Tabla No. 2: Probabilidad de salida de Líneas de Transmisión

Estado (1)	No. Líneas operando (2)	No. Líneas fuera (3)	Capacidad Fuera de Servicio MW (4)	Capacidad Disponible MW (5)	Probabilidad P(Bj) (6)	Tasa Trans. (7)	Frecuencia Oc/año (8=6x7)
1	1	0	0	180	0,9995721	0,5	0,49978605
2	0	1	180	0	0,0004279	1168	0,49978720

Estado (1)	No. Líneas operando (2)	No. Líneas fuera (3)	Capacidad Fuera de Servicio MW (4)	Capacidad Disponible MW (5)	Probabilidad P(Bj) (6)	Tasa Trans. (7)	Frecuencia Oc/año (8=6x7)
1	1	0	0	180	0,998242	1,8	1,7968356
2	0	1	180	0	0,001758	1022	1,79667600

Estado (1)	No. Líneas operando (2)	No. Líneas fuera (3)	Capacidad Fuera de Servicio MW (4)	Capacidad Disponible MW (5)	Probabilidad P(Bj) (6)	Tasa Trans. (7)	Frecuencia Oc/año (8=6x7)
1	1	0	0	180	0,998504	3,2	3,1952128
2	0	1	180	0	0,001496	2135,25	3,19433400

Tabla No. 3: Probabilidades compuestas de Estado y Frecuencia

Estado (1)	Condición (2)	Capacidad Disponible MW (3)	Tasa Trans. (4)	Probabilidad (5)	Frecuencia Oc/año (6=4x5)	Plj (7)	FALLA	
							Probabilidad (8=5x7)	Frecuencia Oc/año (9=6x7)
1	0G ₁ 0G ₂ 0L ₁ 0L ₂ 0L ₃	290	11,5	0,96663172	11,09693217	0,00000	0,00000000	0,000000
2	0G ₁ 0G ₂ 1L ₁ 0L ₂ 0L ₃	180	1179,0	0,000413799	0,487860484	1,00000	0,00041380	0,487860
3	0G ₁ 0G ₂ 0L ₁ 1L ₂ 0L ₃	180	1031,7	0,001702331	1,75626112	1,00000	0,00170233	1,756261
4	0G ₁ 0G ₂ 0L ₁ 0L ₂ 1L ₃	290	2143,5	0,001448248	3,104362252	0,00000	0,00000000	0,000000
5	0G ₁ 0G ₂ 1L ₁ 1L ₂ 0L ₃	0	2199,2	0,00000073	0,001602629	1,00000	0,00000073	0,001602629
6	0G ₁ 0G ₂ 1L ₁ 0L ₂ 1L ₃	140	3311,0	0,00000062	0,002052741	1,00000	0,00000062	0,002053
7	0G ₁ 0G ₂ 0L ₁ 1L ₂ 1L ₃	150	3163,7	0,00000255	0,008069103	1,00000	0,00000255	0,008069
8	0G ₁ 0G ₂ 1L ₁ 1L ₂ 1L ₃	0	4331,2	1,09183E-09	4,72896E-06	1,00000	1,09183E-09	0,000005
9	1G ₁ 0G ₂ 0L ₁ 0L ₂ 0L ₃	140	186,7	0,01972718	3,682669589	1,00000	0,01972718	3,682670
10	1G ₁ 0G ₂ 1L ₁ 0L ₂ 0L ₃	140	1354,2	0,00000844	0,011435878	1,00000	0,00000844	0,011436
11	1G ₁ 0G ₂ 0L ₁ 1L ₂ 0L ₃	140	1206,9	0,00003474	0,041928766	1,00000	0,00003474	0,041929
12	1G ₁ 0G ₂ 0L ₁ 0L ₂ 1L ₃	140	2318,7	0,00002956	0,068532556	1,00000	0,00002956	0,068533
13	1G ₁ 0G ₂ 1L ₁ 1L ₂ 0L ₃	0	2374,4	0,00000001	3,53123E-05	1,00000	0,00000001	0,000035
14	1G ₁ 0G ₂ 1L ₁ 0L ₂ 1L ₃	140	3486,2	0,00000001	4,41094E-05	1,00000	0,00000001	0,000044
15	1G ₁ 0G ₂ 0L ₁ 1L ₂ 1L ₃	0	3338,9	0,00000005	0,000173795	1,00000	0,00000005	0,000174
16	1G ₁ 0G ₂ 1L ₁ 1L ₂ 1L ₃	0	4506,4	2,22822E-11	1,00413E-07	1,00000	2,22822E-11	0,000001

Estado (1)	Condición (2)	Capacidad Disponible MW (3)	Tasa Trans. (4)	Probabilidad (5)	Frecuencia Oc/año (6=4x5)	Plj (7)	FALLA	
							Probabilidad (8=5x7)	Frecuencia Oc/año (9=6x7)
17	0G ₁ 1G ₂ 0L ₁ 0L ₂ 0L ₃	150	206,3	0,009763957	2,013816088	1,00000	0,00976396	2,013816
18	0G ₁ 1G ₂ 1L ₁ 0L ₂ 0L ₃	150	1373,8	0,00000418	0,005741981	1,00000	0,00000418	0,005742
19	0G ₁ 1G ₂ 0L ₁ 1L ₂ 0L ₃	150	1226,5	0,00001720	0,021089133	1,00000	0,00001720	0,021089
20	0G ₁ 1G ₂ 0L ₁ 0L ₂ 1L ₃	150	2338,3	0,00001463	0,034206439	1,00000	0,00001463	0,034206
21	0G ₁ 1G ₂ 1L ₁ 1L ₂ 0L ₃	0	2394,0	7,361E-09	1,76219E-05	1,00000	0,00000001	0,000018
22	0G ₁ 1G ₂ 1L ₁ 0L ₂ 1L ₃	0	3505,8	6,26233E-09	2,19545E-05	1,00000	0,00000001	0,000022
23	0G ₁ 1G ₂ 0L ₁ 1L ₂ 1L ₃	150	3358,5	0,00000003	8,65239E-05	1,00000	0,00000003	0,000087
24	0G ₁ 1G ₂ 1L ₁ 1L ₂ 1L ₃	0	4526,0	1,10286E-11	4,99153E-08	1,00000	1,10286E-11	4,99153E-08
25	1G ₁ 1G ₂ 0L ₁ 0L ₂ 0L ₃	0	381,5	0,000199264	0,076009415	1,00000	0,00019926	0,076009
26	1G ₁ 1G ₂ 1L ₁ 0L ₂ 0L ₃	0	1549,0	0,00000009	0,000132128	1,00000	0,00000009	0,000132
27	1G ₁ 1G ₂ 0L ₁ 1L ₂ 0L ₃	0	1401,7	0,00000035	0,000491872	1,00000	0,00000035	0,000492
28	1G ₁ 1G ₂ 0L ₁ 0L ₂ 1L ₃	0	2513,5	0,00000030	0,000750396	1,00000	0,00000030	0,000750
29	1G ₁ 1G ₂ 1L ₁ 1L ₂ 0L ₃	0	2569,2	1,50225E-10	3,85949E-07	1,00000	1,50225E-10	3,85949E-07
30	1G ₁ 1G ₂ 1L ₁ 0L ₂ 1L ₃	0	3681,0	1,27803E-10	4,70441E-07	1,00000	1,27803E-10	4,70441E-07
31	1G ₁ 1G ₂ 0L ₁ 1L ₂ 1L ₃	0	3533,7	5,25769E-10	1,85791E-06	1,00000	5,25769E-10	0,000002
32	1G ₁ 1G ₂ 1L ₁ 1L ₂ 1L ₃	0	4701,2	2,25073E-13	1,05811E-09	1,00000	2,25073E-13	1,05811E-09

		TEÓRICO	DIGSILENT	Error (%)
[1/a]	SAIFI	8,213037	7,780000	5,57
	CAIFI	8,213037	7,780000	5,57
[h/a]	SAIDI	273,2354598	295,352	7,49
	CAIDI	33,26850	37,96300	12,37
	ASAI	0,96807997	0,9662840	0,19
	ASUI	0,03192003	0,0337160	5,33

ANEXO 2 ÍNDICES DE OPERACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMADORES

Tabla 1: Datos Líneas de Transmisión a 23 kV

L/T 23 kV		Longitud (km)	NÚMERO DE FALLAS	FRECUENCIA DE FALLA [1/año]	FRECUENCIA DE FALLA [1/año.km]	TIEMPO DE FALLA [h]
SAN RAFAEL	CHILLOS	12,9	75	6,818	0,529	1,328
TUMBACO	HCJB-PIFO	11,4	63	5,727	0,502	1,742
HCJB-PIFO	NOVOPAN	6	0	0	0	0
HCJB-PIFO	HCJB-PAPALLACTA	22,6	0	0	0	0
HCJB-PAPALLACTA	C.H. LORETO	5,5	0	0	0	0

Tabla 2: Datos Líneas de Transmisión a 46 kV

L/T 46 kV		Longitud (km)	NÚMERO DE FALLAS	FRECUENCIA DE FALLA [1/año]	FRECUENCIA DE FALLA [1/año.km]	TIEMPO DE FALLA [h]
SELVA ALEGRE	SAN ROQUE	4,9	13	1,18181818	0,24118738	1,52946581
VICENTINA	SUR	3,75	10	0,90909091	0,24242424	4,40988889
SELVA ALEGRE	DERIV. GRANDA CENTENO	2,11	12	1,09090909	0,51701853	0,73472222
DERIV. GRANDA CENTENO	DERIV. IÑAQUITO	1,89	10	0,90909091	0,48100048	0,74833333
SANTA ROSA	SAN RAFAEL	14,06	44	4	0,28449502	0,69431818
VICENTINA	NORTE	5,09	7	0,63636364	0,12502233	0,82142857
DERIV. BARRIO NUEVO	BARRIO NUEVO	0,39	26	2,36363636	6,06060606	1,29807692

L/T 46 kV		Longitud (km)	NÚMERO DE FALLAS	FRECUENCIA DE FALLA [1/año]	FRECUENCIA DE FALLA [1/año.km]	TIEMPO DE FALLA [h]
DERIV. BARRIO NUEVO	SAN ROQUE	5,38	27	2,45454546	0,45623522	1,28146091
GUANGOPOLO TÉRMICA	SAN RAFAEL	3,3	14	1,27272727	0,38567493	0,88690476
DERIV. GRANDA CENTENO	GRANDA CENTENO	0,1	12	1,09090909	10,9090909	0,73472222
DERIV. IÑAQUITO	IÑAQUITO	0,23	10	0,90909091	3,95256917	0,74833333
CUMBAYA	TUMBACO	2,11	6	0,54545455	0,25850926	1,6
CUMBAYA	NAYÓN	2,92	5	0,45454546	0,15566625	0,88333333
SELVA ALEGRE	EL BOSQUE	3,05	10	0,90909091	0,29806259	0,74333333
COTOCOLLAO	DERIV. EL BOSQUE Y ANDALUCIA	3,65	7	0,63636364	0,1743462	0,97619048
SUR	EPICLACHIMA	5,67	14	1,27272727	0,22446689	2,79761905
EPICLACHIMA	DERIV. BARRIO NUEVO	3,76	26	2,36363636	0,62862669	1,29807692
MIRAFLORES	PEREZ GUERRERO	0,68	2	0,18181818	0,26737968	0,34166667
DERIV. 10V Y PEREZ GUERRERO	PEREZ GUERRERO	1,39	2	0,18181818	0,13080445	0,875
DERIV. IÑAQUITO	NORTE	1,65	10	0,90909091	0,55096419	0,74833333
NORTE	RIO COCA	2,45	6	0,54545455	0,22263451	0,74166667
DERIV. EL BOSQUE Y ANDALUCIA	EL BOSQUE	2,99	7	0,63636364	0,21283065	0,97619048
DERIV. EL BOSQUE Y ANDALUCIA	ANDALUCIA	0,9	7	0,63636364	0,70707071	0,97619048
VICENTINA	DERIV. 10V Y PEREZ GUERRERO	1,5	2	0,18181818	0,12121212	0,875
EL BOSQUE	RIO COCA	3,35	9	0,81818182	0,24423338	0,67777778
SAN RAFAEL	SANGOLQUI	7,85	38	3,45454546	0,44006949	1,05526316
COTOCOLLAO	LOS BANCOS	48,55	78	7,09090909	0,14605374	3,93903134
SELVA ALEGRE	MIRAFLORES	3,75	3	0,27272727	0,07272727	0,45
SELVA ALEGRE	BELISARIO QUEVEDO	2,62	1	0,09090909	0,03469813	0,15
NAYÓN	EL QUINCHE	12,4	24	2,18181818	0,17595308	2,55342593
DERIV. 10 V Y PEREZ GUERRERO	10 VIEJA	0,31	2	0,18181818	0,58651026	0,875
SANGOLQUI	PASOCHOA	8,83	57	5,18181818	0,58684238	1,39415205
SUR	CHIMBACALLE	1,63	3	0,27272727	0,16731735	0,58333333

L/T 46 kV		Longitud (km)	NÚMERO DE FALLAS	FRECUENCIA DE FALLA [1/año]	FRECUENCIA DE FALLA [1/año.km]	TIEMPO DE FALLA [h]
DERIV. CAROLINA	CAROLINA	1,94	19	1,72727273	0,89034677	1,30432749
VICENTINA	DERIV. FLORESTA	0,59	19	1,72727273	2,92758089	1,30432749
DERIV. SUCRE Y MARÍN	ESCUELA SUCRE	0,62	8	0,72727273	1,17302053	3,71451389
DERIV. SUCRE Y MARÍN	LA MARÍN	0,57	4	0,36363636	0,63795853	1,8875
DERIV. FLORESTA	FLORESTA	0,22	19	1,72727273	7,85123967	1,30432749
DERIV. FLORESTA	DERIV. CAROLINA	2,32	19	1,72727273	0,74451411	1,30346491
SUR	DERIV. SUCRE Y MARÍN	1,22	8	0,72727273	0,59612519	3,71451389
DERIV. CAROLINA	NORTE	1,42	19	1,72727273	1,21638925	1,31309942
SANGOLQUI	ENKADOR	5,614	1	0,09090909	0,01619328	0,6
NORTE	CUMBAYA N°1 (CADA LÍNEA)	6,3	5	0,45454546	0,07215007	0,63666667
NORTE	CUMBAYA N°2 (CADA LÍNEA)	6,2	6	0,54545455	0,08797654	1,3
GUANGOPOLO TÉRMICA	GUANGOPOLO HIDRÁULICA	1,14	4	0,36363636	0,31897927	2,62916667
SUR	GUANGOPOLO TÉRMICA	7,83	12	1,09090909	0,13932428	3,0749537
SUR	GUANGOPOLO HIDRÁULICA	6,87	14	1,27272727	0,1852587	3,79634921
SANTA ROSA	EPICLACHIMA N°1	9,63	39	3,54545455	0,36816766	0,78376068
SANTA ROSA	EPICLACHIMA N°2	9,63	48	4,36363636	0,45312943	0,57881944
SANTA ROSA	MACHACHI	11,46	29	2,63636364	0,23004918	0,50977012
MACHACHI	ADELCA	4,33	0	0	0	0

Tabla 3: Datos Líneas de Transmisión a 138 kV

L/T 138 kV		Longitud (km)	NÚMERO DE FALLAS	FRECUENCIA DE FALLA [1/año]	FRECUENCIA DE FALLA [1/año.km]	TIEMPO DE FALLA [h]
SANTA ROSA 2	ADELCA	15,79	0	0	0	0
DERIVACIÓN CONOCOTO	CONCOTO	2	0	0	0	0
VICENTINA	TERMOPICHINCHA	7,2	1	0,09090909	0,01262626	0,350
POMASQUI	CRISTIANA	6,51	4	0,36363636	0,05585812	0,975
POMASQUI	POMASQUI TRANS	3,17	0	0	0	0
POMASQUI TRANS	COTOCOLLAO	17,73	6	0,54545455	0,0307645	1,875
SELVA ALEGRE	POMASQUI	17,13	13	1,18181818	0,06899114	5,115
SELVA ALEGRE	COTOCOLLAO	8,48	4	0,36363636	0,04288165	2,688
EUGENIO ESPEJO	SELVA ALEGRE	16,26	8	0,72727273	0,04472772	1,225
SANTA ROSA	SANTA ROSA 2	0,35	1	0,09090909	0,25974026	0,483
SANTA ROSA 2	EUGENIO ESPEJO	9	3	0,27272727	0,03030303	2,750
SANTA ROSA	SELVA ALEGRE	24,17	3	0,27272727	0,01128371	0,278
SANTA ROSA	DERIVACIÓN CONOCOTO	10,5	0	0	0	0
VICENTINA	DERIVACIÓN CONOCOTO	8	0	0	0	0
S. ROSA	D1-CARME	14,3	0	0	0	0
D1-CARMEN	EL CARMEN	15	0	0	0	0
EL CARMEN	D2-CARMEN	15	0	0	0	0
D2-CARMEN	D1-TABABELA	15	0	0	0	0
D1-TABABELA	RECUPERADORA	1	0	0	0	0
RECUPERADORA	BOOSTER2	19	0	0	0	0
BOOSTER2	BOOSTER1	4	0	0	0	0

Tabla 4: Datos Transformadores 2 devanados

TRANSFORMADORES 2D	NÚMERO DE FALLAS	FRECUENCIA DE FALLA [1/año]	TIEMPO DE FALLA [h]
10 VIEJA - 2	1	0,091	0,21666667
ANDALUCIA	0	0	0
BARRIO NUEVO - 2	0	0	0
BELISARIO QUEVEDO	0	0	0
CENTRAL LULUNCOTO	0	0	0
CENTRAL NAYÓN 1	0	0	0
CENTRAL NAYÓN 2	0	0	0
CENTRAL PASOCHOA	1	0,091	1,45
LA CAROLINA	0	0	0
CHIMBACALLE	0	0	0
COTOCOLLAO	0	0	0
COTOCOLLAO	0	0	0
CRISTIANA - 1	0	0	0
CRISTIANA - 2	0	0	0
CUMBAYA - 1	0	0	0
CUMBAYA - 2	0	0	0
CUMBAYA - 3	0	0	0
CUMBAYA - 4	0	0	0
DIEZ NUEVA	0	0	0
EUGENIO ESPEJO T2	0	0	0
EUGENIO ESPEJO T1	0	0	0
EL BOSQUE T1	0	0	0
EL QUINCHE	3	0,273	7,79444444
EPECLACHIMA - 1	2	0,182	2,01666667
EPECLACHIMA - 2	1	0,091	5,88333333
ESCUELA SUCRE	0	0	0
GRANDA CENTENO	1	0,091	2,91666667
IÑAQUITO	1	0,091	0,6
LA FLORESTA	0	0	0
LA MARIN	1	0,091	2,58333333
LOS BANCOS	2	0,182	10,08333333
LOS CHILLOS - 1	0	0	0
LOS CHILLOS - 2	0	0	0
LOS CHILLOS - 3	0	0	0
LULUNCOTO - 1	0	0	0

TRANSFORMADORES 2D	NÚMERO DE FALLAS	FRECUENCIA DE FALLA [1/año]	TIEMPO DE FALLA [h]
LULUNCOTO - 2	0	0	0
MACHACHI	0	0	0
MIRAFLORES	0	0	0
OLÍMPICO NUEVO	3	0,273	0,91648148
PEREZ GUERRERO	0	0	0
POMASQUI - 1	1	0,091	2,75
POMASQUI - 2	0	0	0
RIO COCA - 1	0	0	0
RIO COCA - 2	0	0	0
SAN RAFAEL	0	0	0
SANGOLQUI	2	0,182	3,05833333
SAN ROQUE	0	0	0
SANTA ROSA 37 - 23	0	0	0
TUMBACO - 1	0	0	0
TUMBACO - 2	1	0,091	1,45
ADELCA - 1 (SANTA ROSA 2)	0	0	0
ADELCA - 1 (MACHACHI)	0	0	0
ADELCA - 2 (SANTA ROSA 2)	0	0	0
ADELCA - 2 (MACHACHI)	0	0	0
EMAAPQ - BOOSTER 1	0	0	0
EMAAPQ - BOOSTER 2	0	0	0
EMAAPQ - EL CARMEN	0	0	0
EMAAPQ - RECUPERADORA	0	0	0
ENKADOR (ACTUAL)	0	0	0
CONOCOTO	0	0	0
GUANGOPOLO TÉRMICA (G.T. T1)	0	0	0
LORETO	0	0	0
GUALBERTO HERNANDEZ - 1	0	0	0
GUALBERTO HERNANDEZ - 2	0	0	0
GUALBERTO HERNANDEZ - 3	0	0	0
PAPALLACTA1	0	0	0
PAPALLACTA2	0	0	0
CALERA	0	0	0
HCJB-PAPALLACTA	0	0	0
HCJB-PIFO	0	0	0

ANEXO 3 RESULTADOS DE ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA

Tabla 1: Resultados Índices de Carga _ Condiciones Actuales

Nombre	AID [h]	LPIT [h/a]	LPIF [1/a]	LPENS [MWh/a]	CENS [US\$/a]
C1_ADELCA	1,0023	1,1856	1,1829	6,2741	9.618,3
C1_BRRNVO	1,3442	3,9117	2,9101	27,3816	41.976,0
C1_CRIST	1,3395	1,2191	0,9101	30,5459	46.826,9
C1_CTCLO	1,5872	0,8674	0,5465	6,9392	10.637,8
C1_EPIC	1,6904	1,2315	0,7285	24,0087	36.805,4
C1_ESPEJ	1,5872	0,8674	0,5465	12,8028	19.626,7
C1_LULUN	1,5872	0,8674	0,5465	4,1921	6.426,6
C1_POM	1,7500	1,1156	0,6375	22,8772	35.070,7
C1_RCOCA	1,5872	0,8674	0,5465	11,2866	17.302,4
C1_TUMB	1,5872	0,8674	0,5465	20,3839	31.248,5
C2_ADELCA	1,0023	1,1856	1,1829	14,6397	22.442,6
C2_CRIST	1,3395	1,2191	0,9101	33,3596	51.140,3
C2_CTCLO	1,5872	0,8674	0,5465	18,6109	28.530,6
C2_EPIC	2,1937	1,3985	0,6375	30,3891	46.586,4
C2_ESPEJ	1,5872	0,8674	0,5465	12,1905	18.688,0
C2_LULUN	1,5872	0,8674	0,5465	1,3488	2.067,7
C2_POM	1,5872	0,8674	0,5465	13,8316	21.203,8
C2_RCOCA	1,5872	0,8674	0,5465	11,5758	17.745,7
C2_TUMB	1,5660	0,9983	0,6375	17,3702	26.628,5
C3_ADELCA	1,5872	0,8674	0,5465	1,9950	3.058,4
C3_BRRNVO	1,2880	3,0443	2,3636	58,8978	90.290,3
C4_ADELCA	1,5872	0,8674	0,5465	1,9950	3.058,4
C_10N	1,5872	0,8674	0,5465	10,4088	15.956,7
C_10V	1,2752	1,0447	0,8193	4,5969	7.047,0
C_ALUCIA	1,2542	1,4834	1,1827	21,4923	32.947,6
C_B QUEV	1,3821	0,8809	0,6374	7,5883	11.632,9
C_BANCOS	3,8983	30,4908	7,8216	137,2086	210.340,8
C_BOSQUE	1,2542	1,4834	1,1827	22,9919	35.246,6
C_CAROL	0,7613	1,7310	2,2737	27,6081	42.323,1
C_CHCLLE	1,2514	1,0251	0,8192	14,2069	21.779,1
C_CONOC	1,5872	0,8674	0,5465	14,2896	21.905,9
C_ENKAD	1,1090	4,5384	4,0922	11,5728	17.741,1
C_FLORST	0,7613	1,7310	2,2737	13,3981	20.539,3

Nombre	AID [h]	LPIT [h/a]	LPIF [1/a]	LPENS [MWh/a]	CENS [US\$/a]
C_G CENT	1,0250	1,5852	1,5466	18,3885	28.189,6
C_IÑAQU	0,8898	1,3761	1,5466	18,8526	28.901,1
C_MARIN	2,7707	3,7813	1,3647	24,9564	38.258,1
C_MCHCHI	1,5872	0,8674	0,5465	15,2715	23.411,1
C_MRFLRS	1,2075	0,9891	0,8191	4,8564	7.444,9
C_NOVOPAN	1,5872	0,8674	0,5465	1,7348	2.659,4
C_OLIMP	1,3613	1,1156	0,8195	15,9708	24.483,2
C_PAPALLACTA	1,5872	0,8674	0,5465	2,8607	4.385,4
C_PGUERR	1,4077	1,0252	0,7283	12,9174	19.802,4
C_QUINCH	2,8345	8,5087	3,0019	143,4058	219.841,1
C_SGOLQ	1,1284	6,1564	5,4561	92,4761	141.765,9
C_SRAFA	1,5872	0,8674	0,5465	18,1113	27.764,7
C_SROSA	1,5872	0,8674	0,5465	14,7458	22.605,3
C_SRQUE	1,5872	0,8674	0,5465	10,5970	16.245,2
C_SUCRE	2,7856	3,5481	1,2737	14,5472	22.300,8
C_TABAB	1,5872	0,8674	0,5465	5,2044	7.978,3

Tabla 2: Resultados 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

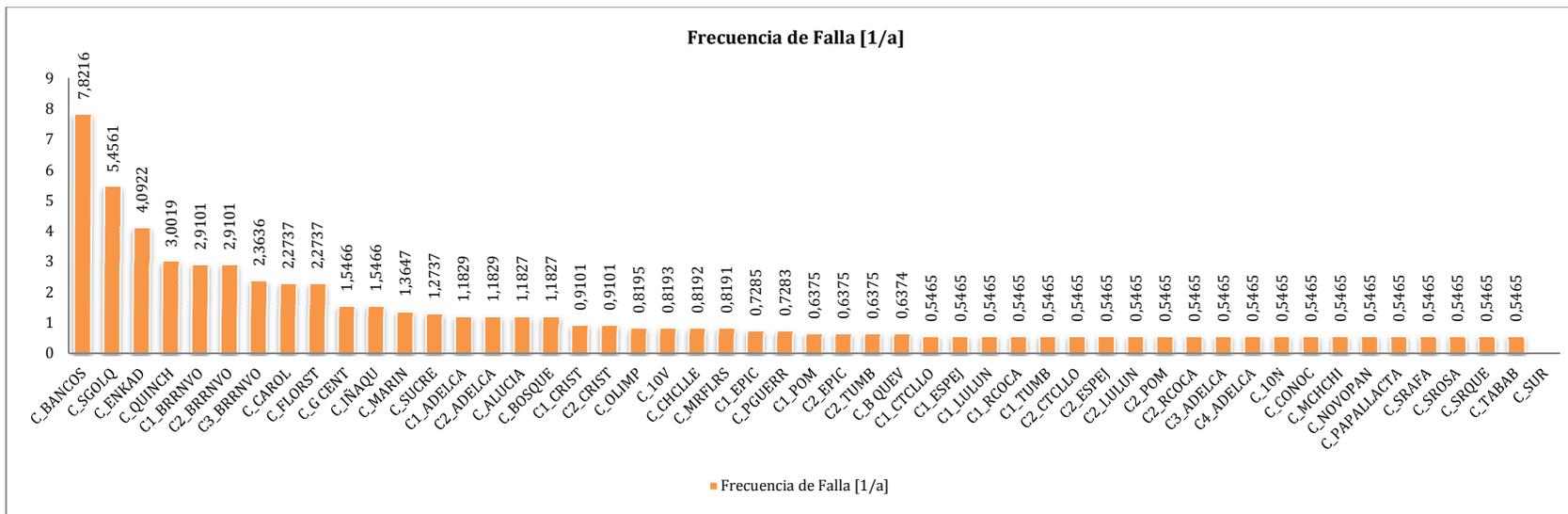


Figura 1: Frecuencia de falla – Condiciones actuales

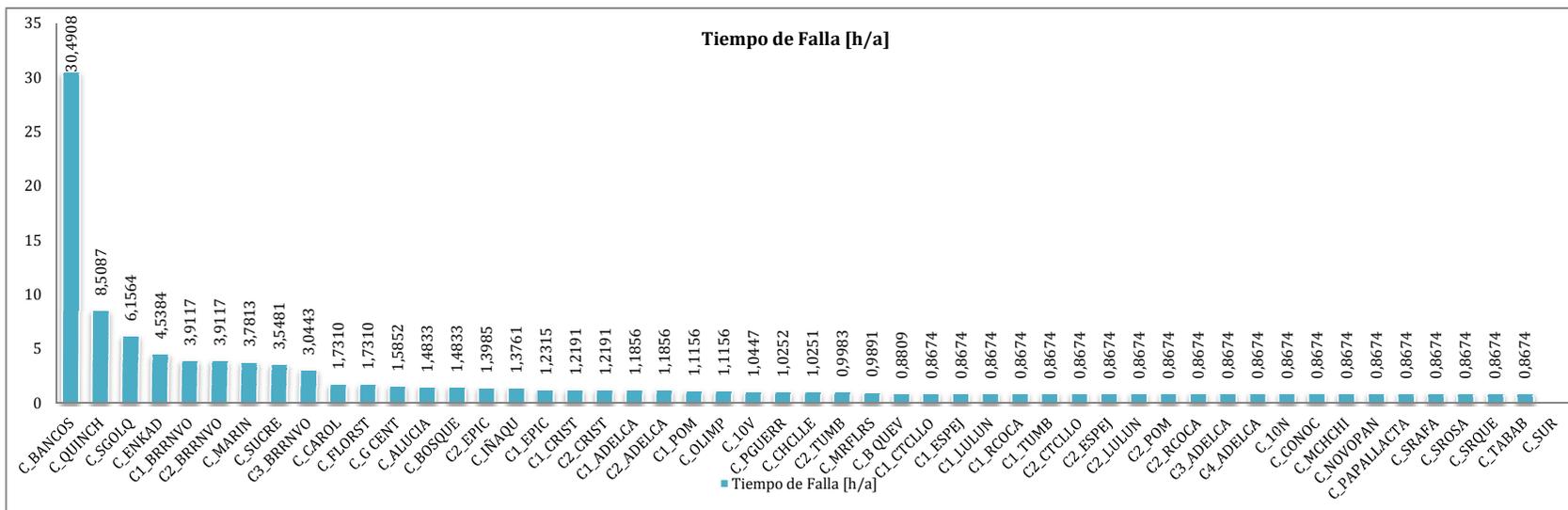


Figura 2: Tiempo de falla – Condiciones actuales

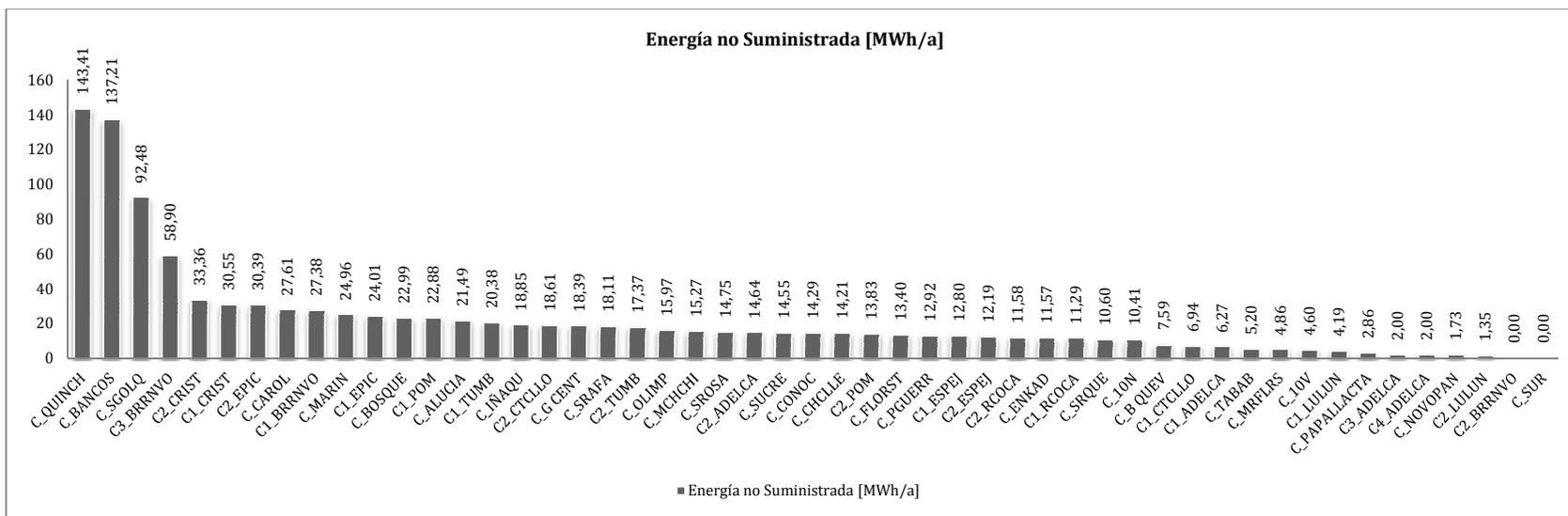


Figura 3: Energía no suministrada – Condiciones actuales

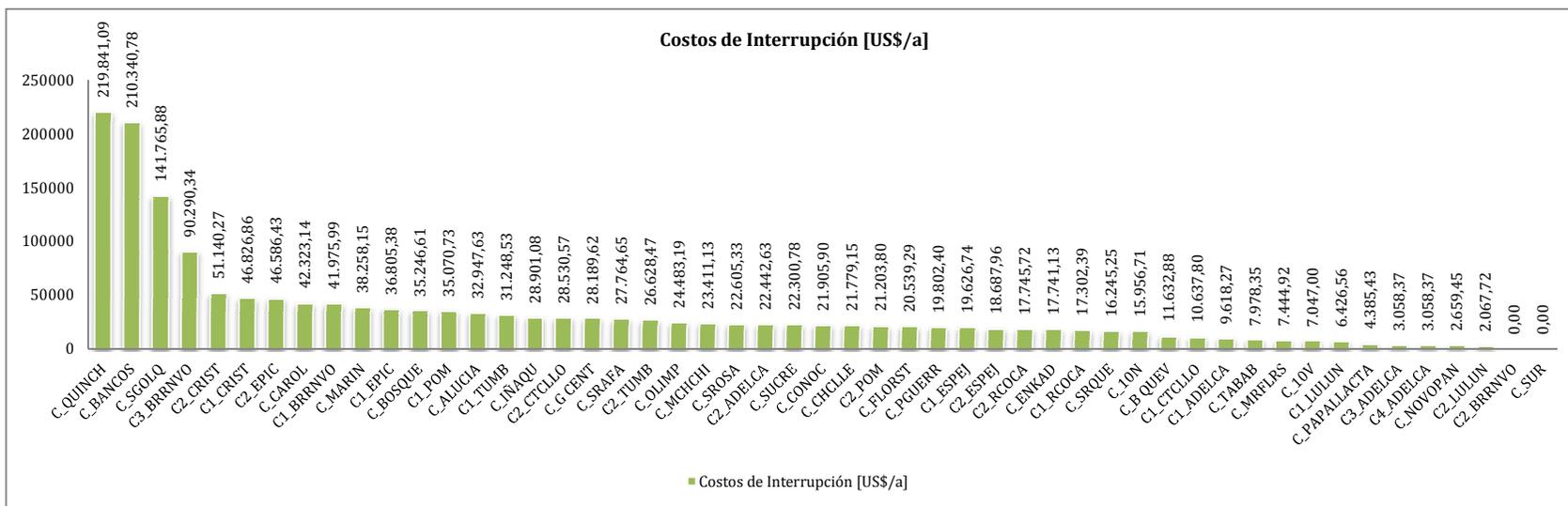


Figura 4: Costos de interrupción – Condiciones actuales

Tabla 3: Resultados Índices de Carga _ Condiciones Mejoradas

Nombre	AID [h]	LPIT [h/a]	LPIF [1/a]	LPENS [MWh/a]	CENS [US\$/a]
C1_ADELCA	1,0039	1,1875	1,1829	6,2842	9.633,6
C1_BRRNVO	1,5907	0,8693	0,5465	6,0851	9.328,4
C1_CRIST	1,3424	1,2218	0,9101	30,6126	46.929,1
C1_CTCLLO	1,5907	0,8693	0,5465	6,9544	10.661,0
C1_EPIC	1,6941	1,2342	0,7285	24,0611	36.885,7
C1_ESPEJ	1,5907	0,8693	0,5465	12,8308	19.669,6
C1_LULUN	1,5907	0,8693	0,5465	4,2013	6.440,6
C1_POM	1,7539	1,1181	0,6375	22,9271	35.147,3
C1_RCOCA	1,5907	0,8693	0,5465	11,3113	17.340,1
C1_TUMB	1,5907	0,8693	0,5465	20,4284	31.316,8
C2_ADELCA	1,0039	1,1875	1,1829	14,6631	22.478,5
C2_CRIST	1,3424	1,2218	0,9101	33,4324	51.251,9
C2_CTCLLO	1,5907	0,8693	0,5465	18,6516	28.592,9
C2_EPIC	2,1985	1,4015	0,6375	30,4554	46.688,1
C2_ESPEJ	1,5907	0,8693	0,5465	12,2171	18.728,8
C2_LULUN	1,5907	0,8693	0,5465	1,3518	2.072,2
C2_POM	1,5907	0,8693	0,5465	13,8618	21.250,1
C2_RCOCA	1,5907	0,8693	0,5465	11,6011	17.784,4
C2_TUMB	1,5694	1,0005	0,6375	17,4081	26.686,6
C3_ADELCA	1,5907	0,8693	0,5465	1,9994	3.065,0
C3_BRRNVO	1,5907	0,8693	0,5465	13,0890	20.065,4
C4_ADELCA	1,5907	0,8693	0,5465	1,9994	3.065,0
C_10N	1,5907	0,8693	0,5465	10,4315	15.991,5
C_10V	1,2780	1,0470	0,8193	4,6069	7.062,4
C_ALUCIA	1,2570	1,4866	1,1827	21,5392	33.019,5
C_B QUEV	1,3851	0,8829	0,6374	7,6049	11.658,3
C_BANCOS	3,6980	2,6940	0,7285	12,1229	18.584,4
C_BOSQUE	1,2570	1,4866	1,1827	23,0421	35.323,6
C_CAROL	1,5907	0,8693	0,5465	13,8644	21.254,1
C_CHCLLE	1,2541	1,0273	0,8192	14,2379	21.826,7
C_CONOC	1,5907	0,8693	0,5465	14,3208	21.953,7
C_ENKAD	1,4488	0,9235	0,6374	2,3550	3.610,3
C_FLORST	1,5907	0,8693	0,5465	6,7283	10.314,5

Nombre	AID [h]	LPIT [h/a]	LPIF [1/a]	LPENS [MWh/a]	CENS [US\$/a]
C_G CENT	1,0266	1,5877	1,5466	18,4172	28.233,5
C_IÑAQU	0,8911	1,3781	1,5466	18,8802	28.943,3
C_MARIN	2,7768	3,7895	1,3647	25,0109	38.341,7
C_MCHCHI	1,5907	0,8693	0,5465	15,3048	23.462,2
C_MRFLRS	1,2101	0,9913	0,8191	4,8670	7.461,2
C_NOVOPAN	1,5907	0,8693	0,5465	1,7386	2.665,3
C_OLIMP	1,3643	1,1180	0,8195	16,0056	24.536,6
C_PAPALLACTA	1,5907	0,8693	0,5465	2,8669	4.395,0
C_PGUERR	1,4107	1,0274	0,7283	12,9456	19.845,6
C_QUINCH	1,5907	0,8693	0,5465	14,6511	22.460,1
C_SGOLQ	1,9529	1,4226	0,7285	26,0671	39.960,9
C_SRAFA	1,5907	0,8693	0,5465	18,1509	27.825,3
C_SROSA	1,5907	0,8693	0,5465	14,7780	22.654,7
C_SRQUE	1,5907	0,8693	0,5465	10,6202	16.280,7
C_SUCRE	2,7917	3,5558	1,2737	14,5789	22.349,5
C_TABAB	1,5907	0,8693	0,5465	5,2158	7.995,8

Tabla 4: Resultados 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	0,999872489	
Índice de Disponibilidad del Servicio Promedio	ASUI	0,000127511	
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

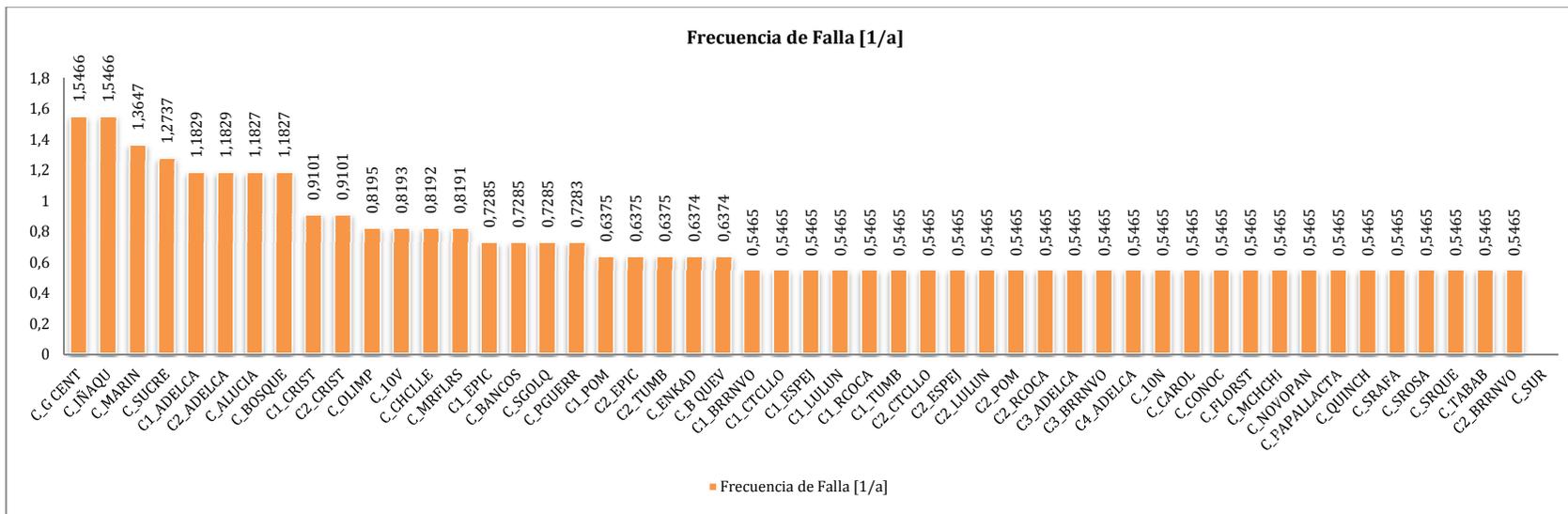


Figura 5: Frecuencia de falla – Condiciones mejoradas

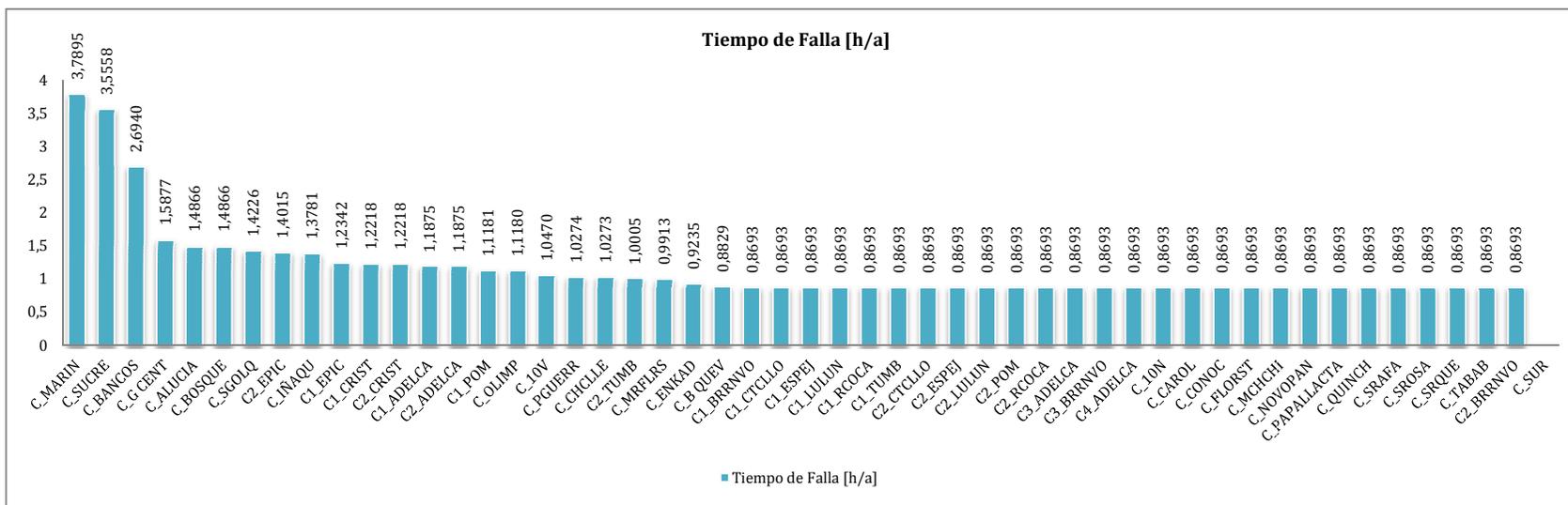


Figura 6: Tiempo de falla – Condiciones mejoradas

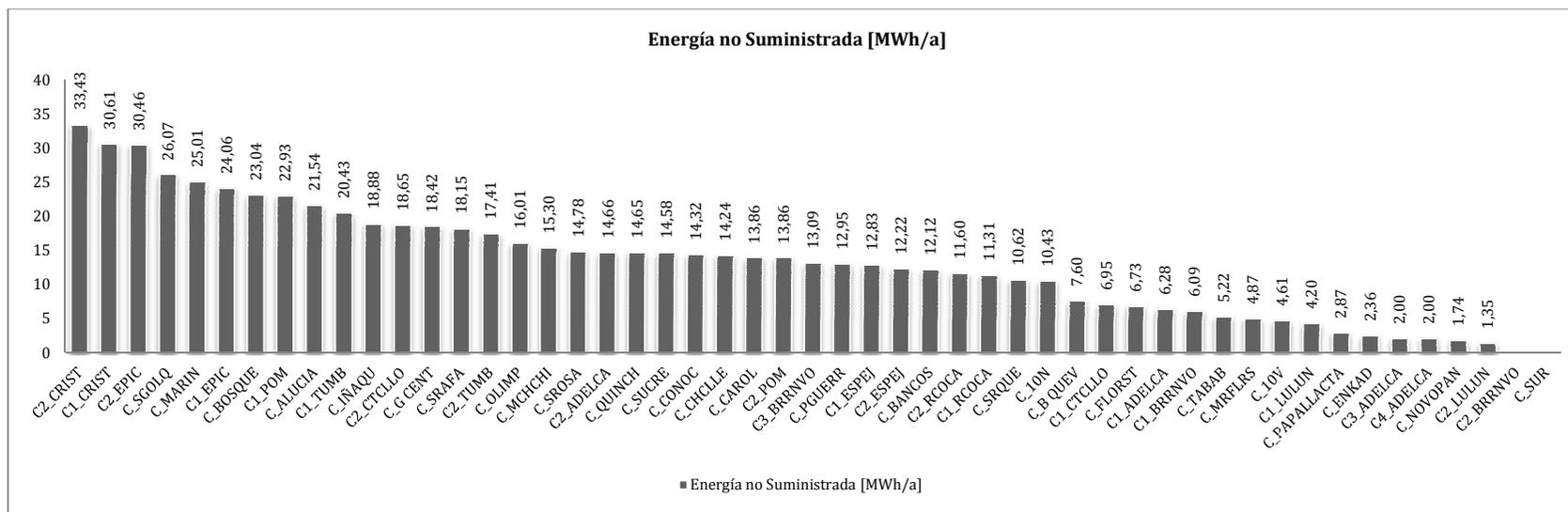


Figura 7: Energía no suministrada – Condiciones mejoradas

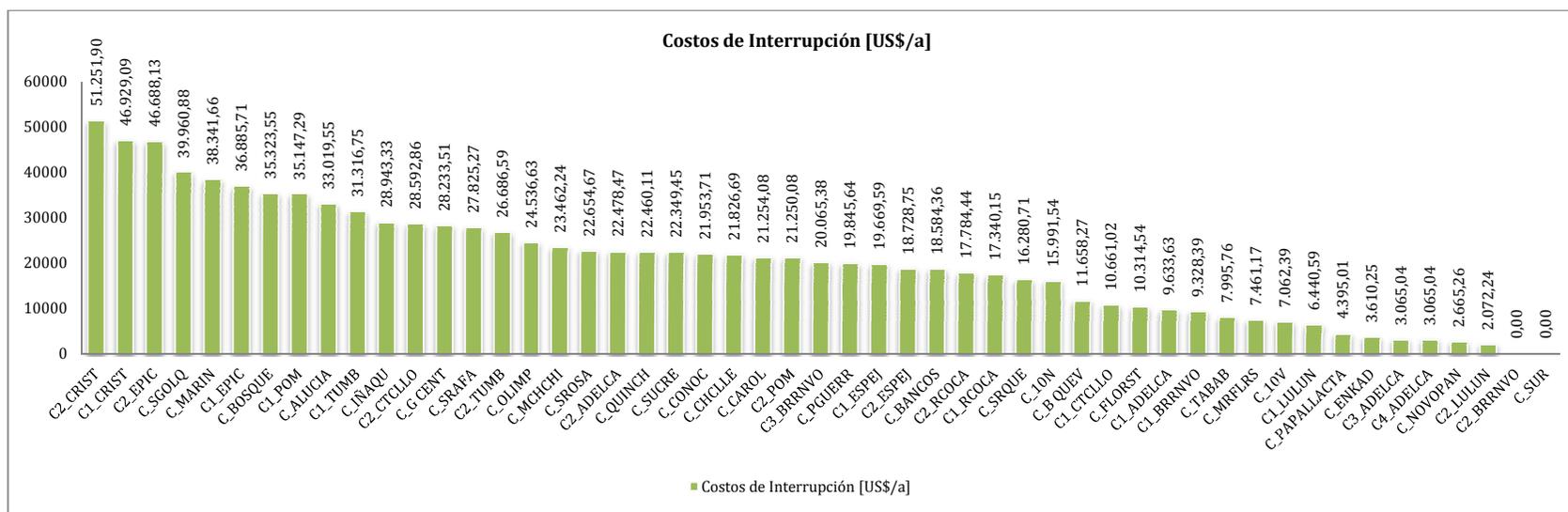


Figura 8: Costos de interrupción – Condiciones mejoradas

ANEXO 4 COSTOS DE INVERSIÓN Y RECUPERACIÓN DEL CAPITAL

CARGAS	CONDICIONES ACTUALES		CONDICIONES MEJORADAS		COSTOS EVITADOS [US\$/a]
	LPENS [MWh/a]	CENS [US\$/a]	LPENS [MWh/a]	CENS [US\$/a]	
C_Quinche	143,41	219.841,1	14,65	22.460,1	197.381,0
C_Bancos	137,21	210.340,8	12,12	18.584,4	191.756,4
C_Sangolqui	92,48	141.765,9	26,07	39.960,9	101.805,0
C_Enkador	11,57	17.741,1	2,36	3.610,3	14.130,8
C_Barrionuevo1	27,38	41.976,0	6,09	9.328,4	32.647,6
C_Barrionuevo3	58,90	90.290,3	13,09	20.065,4	70.225,0
C_Carolina	27,61	42.323,2	13,86	21.254,1	21.069,1
C_Floresta	13,40	20.539,3	6,73	10.314,5	10.224,8

TRANSFORMADORES	CONDICIONES ACTUALES		CONDICIONES MEJORADAS		COSTOS EVITADOS [US\$/a]
	LPENS [MWh/a]	CENS [US\$/a]	LPENS [MWh/a]	CENS [US\$/a]	
TRN, TRP 138/46 kV S/E Santa Rosa	144,18	221.026,4	68,14	104.463,2	116.563,2
T1, T2 138/46 kV S/E Selva Alegre	91,33	140.015,0	0,86	1.319,9	138.695,1

C_BARRIONUEVO

	Cantidad	Precio Unit.	Precio Tot.
Línea de Transmisión	0,39 km	33.540	33.540
Disyuntor Trifásico	1	52.000	52.000
Seccionadores	3	16.000	48.000
Relé de distancia	1	9.000	9.000
Relé de sobrecorriente	1	5.000	5.000

TOTAL (\$)	147.540
Recup. Inver.	2 años

C_SANGOLQUI

	Cantidad	Precio Unit.	Precio Tot.
Línea de Transmisión	7,85 km	675.100	475.100
Disyuntor Trifásico	2	52.000	104.000
Seccionadores	6	16.000	96.000
Relé de distancia	2	9.000	18.000
Relé de sobrecorriente	2	5.000	10.000

TOTAL (\$)	703.100
Recup. Inver.	6 años

C_CAROLINA

	Cantidad	Precio Unit.	Precio Tot.
Línea de Transmisión	1,94 km	166.840	166.840
Disyuntor Trifásico	1	52.000	52.000
Seccionadores	3	16.000	48.000
Relé de distancia	1	9.000	9.000
Relé de sobrecorriente	1	5.000	5.000

TOTAL (\$)	280.840
Recup. Inver.	13 años

C_FLORESTA

	Cantidad	Precio Unit.	Precio Tot.
Línea de Transmisión	0,22 km	18.920	18.920
Disyuntor Trifásico	1	52.000	52.000
Seccionadores	3	16.000	48.000
Relé de distancia	1	9.000	9.000
Relé de sobrecorriente	1	5.000	5.000

TOTAL (\$)	132.920
Recup. Inver.	13 años

S/E VICENTINA

	Cantidad	Precio Unit.	Precio Tot.
Transformador 100 MVA 138/46 kV	1	950.000	950.000

TOTAL (\$)	950.000
Recup. Inver.	4 años

FORMATO DE RESULTADOS EMITIDOS POR EL SOFTWARE POWER FACTORY DE DigSILENT

EPN	ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD SISTEMA ACTUAL	DigSILENT PowerFactory 13.1.257	Proyecto EEQ S.A. Fecha 6/06/2011
Análisis de Confiabilidad - Red, Análisis de flujo de Carga			
- Restablecimiento automático - Usar todos los switches de desconexión			
Selección = Una Red Sí = Modo Común Sí = Barra y Terminal Sí = Línea / Cable Sí = Transformador	Red	= Zona Quito dmax No = Segundas faltas independientes = No = Generadores/redes externas Sí = Mantenimiento	
Caso de Estudio: D_max			Anexo: 1
Resumen del Sistema			
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema AIFI: = 1.217452 1/Ca Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente AIFI: = 1.217452 1/Ca Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema SAIDI: = 2.125 h/Ca Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente CAIDI: = 1.745 h Índice de Disponibilidad del Servicio Promedio : ASAI: = 0.9997574236 Índice de Indisponibilidad del Servicio Promedio : ASUI: = 0.0002425764 Energía no Suministrada : ENS: = 1158.619 MWh/a Energía no Suministrada Promedio : AENS: = 21.861 MWh/Ca Índice de Racionamiento por Cliente Promedio : ACCI: = 389.791 MWh/Ca Costos de Interrupción Esperados : EIC: = 0.000 M\$/a Valoración de la Energía Interrumpida : IEAR: = 0.000 \$/kWh			

EPN	ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD CONSIDERANDO CAMBIOS	DIGSILENT PowerFactory 13.1.257	Proyecto EEQ S.A.
			Fecha 6/06/2011
Análisis de Confiabilidad - Restablecimiento automático - Red, Análisis de flujo de Carga - Usar todos los switches de desconexión			
Selección = Una Red Sí = Modo Común Sí = Barra y Terminal Sí = Línea / Cable Sí = Transformador	Red	= Zona Quito dmax No = Segundas faltas independientes = Generadores/redes externas Sí = Mantenimiento	
Caso de Estudio: D_max			Anexo: 2
Resumen del Sistema			
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema AIFI: = 0.707724 1/Ca Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente AIFI: = 0.721334 1/Ca Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema SAIDI: = 1.117 h/Ca Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente CAIDI: = 1.578 h Índice de Disponibilidad del Servicio Promedio : ASAI: = 0.9998724893 Índice de Disponibilidad del Servicio Promedio : ASUI: = 0.0001275107 Energía no Suministrada : ENS: = 743.007 MWh/a Energía no Suministrada Promedio : AENS: = 14.019 MWh/Ca Índice de Racionamiento por Cliente Promedio : ACCI: = 261.272 MWh/Ca Costos de Interrupción Esperados : EIC: = 0.000 M\$/a Valoración de la Energía Interrumpida : IEAR: = 0.000 \$/kWh			

EPN	ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD TRANSFORMADORES TRN Y TRP S/E SANTA ROSA	DIGSILENT PowerFactory 13.1.257	Proyecto EEQ S.A. Fecha 6/06/2011
Análisis de Confiabilidad - Restablecimiento automático - Red, Análisis de flujo de Carga - Usar todos los switches de desconexión			
Selección = Definido por el usuario Selección = S.ROSA_TRN_TRP = Si = Segundas faltas independientes = = = =			
Caso de Estudio: D_max			Anexo: 3
Resumen del Sistema			
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema AIFI: = 0.264719 1/Ca Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente AIFI: = 1.169174 1/Ca Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema SAIDI: = 0.313 h/Ca Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente CAIDI: = 1.182 h Índice de Disponibilidad del Servicio Promedio : ASAI: = 0.9999642855 Índice de Disponibilidad del Servicio Promedio : ASUI: = 0.0000357145 Energía no Suministrada : ENS: = 144.179 MWh/a Energía no Suministrada Promedio : AENS: = 2.720 MWh/Ca Índice de Racionamiento por Cliente Promedio : ACCI: = 27.245 MWh/Ca Costos de Interrupción Esperados : EIC: = 0.000 M\$/a Valoración de la Energía Interrumpida : IEAR: = 0.000 \$/kWh			

EPN	ANALISIS DE CONFIABILIDAD TRANSFORMADORES TRN Y TRP S/E SANTA ROSA CON T1 100 MVA EN S/E VICENTINA	DigSILENT PowerFactory 13.1.257	Proyecto EEQ S.A.
			Fecha 6/06/2011
Análisis de Confiabilidad			
- Restablecimiento automático			
- Red, Análisis de flujo de Carga		- Usar todos los switches de desconexión	
Selección = Definido por el usuario		Selección = S.ROSA TRN TRP	
=		Sí	= Segundas faltas independientes
=		=	
=		=	
=		=	
Caso de Estudio: D_max			Anexo: 4
Resumen del Sistema			
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema AIFI: = 0.134401 1/Ca Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente AIFI: = 0.647568 1/Ca Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema SAIDI: = 0.175 h/Ca Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente CAIDI: = 1.031 h Índice de Disponibilidad del Servicio Promedio : ASAI: = 0.9999800339 Índice de Disponibilidad del Servicio Promedio : ASUI: = 0.0000199661 Energía no Suministrada : ENS: = 68.143 MWh/a Energía no Suministrada Promedio : AENS: = 1.286 MWh/Ca Índice de Racionamiento por Cliente Promedio : ACCI: = 16.338 MWh/Ca Costos de Interrupción Esperados : EIC: = 0.000 M\$/a Valoración de la Energía Interrumpida : IEAR: = 0.000 \$/kWh			

