



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN
INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA

**CONFIABILIDAD DE REDES ELÉCTRICAS
APLICADA A UN ÁREA DE TRANSMISIÓN
INTERCONECTADA.**

TESIS

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

ENERGÍA – SISTEMAS ENERGÉTICOS

PRESENTA:

ING. OMAR ALONSO VARGAS FLOTA



TUTOR:
DR. MANUEL GONZÁLEZ CUESTA

MÉXICO, D.F., 2012

JURADO ASIGNADO:

Presidente: DRA. CECILIA MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ

Secretario: DR. MANUEL GONZÁLEZ CUESTA

Vocal: M.C. CARLOS FILIO LÓPEZ

1er Suplente: M.C. PAMELA FRAN NELSON EDELSTEIN

2o Suplente: M.C. JORGE VIAIS JUÁREZ

TUTOR

DR. MANUEL GONZÁLEZ CUESTA

AGRADECIMIENTOS

Ante todo a Dios que me ha dado la oportunidad de alcanzar este logro profesional, bajo el amparo y protección de mi virgencita de Guadalupe quienes nunca permitieron que decayera aun y cuan el objetivo se veía demasiado lejos.

A mi esposa Dulce por ser pieza fundamental en este logro derivado de la paciencia, el apoyo, las palabras de ánimo y aliento que desde siempre han sido con la finalidad de verme concluir esta meta profesional, la cual ahora compartimos juntos con nuestro futuro hijo al cual esperamos con ansias. En un futuro próximo espero de igual forma compartir el mismo logro profesional de tu parte para lo cual estaré apoyando para crecer juntos.

A mis padres Mario y Elizabeth que siempre me han apoyado incondicionalmente en toda mi trayectoria y que ahora como en otras ocasiones forman parte de este logro.

A mi hermano mayor Mario por haber sido desde siempre un ejemplo a seguir en el aspecto académico, tomando de mí parte la meta de alcanzar logros como los alcanzados por su parte.

A mis seres queridos que no se encuentran más conmigo sin embargo siempre eran y fueron parte de cada uno de mis logros profesionales, abuelas María y Adda con especial cariño.

A la CFE por el apoyo e impulso que siempre otorga a sus trabajadores para que siempre estén actualizados en conocimiento desarrollando de esta forma el capital humano con el que cuenta. En especial a la Residencia Regional de Construcción Peninsular perteneciente a la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación por promover y apoyar este tipo de educación a sus trabajadores.

A mi tutor Manuel por la paciencia en el desarrollo de la tesis, la cual estoy seguro fue enriquecida con su experiencia en los temas tratados y documentados.

A los miembros del jurado por dedicar tiempo a la revisión y aportación de comentarios que retroalimentaron el estudio.

INDICE

Organización de la Tesis.....	v
Resumen.....	vi
Abstract.....	vii
Objetivo y alcance.....	viii

Capítulo I Introducción a la confiabilidad

1.1 Concepto general de confiabilidad.....	1
1.1.1 Nacimiento y desarrollo de la teoría de la confiabilidad.....	1
1.1.2 Objetivo de la teoría de confiabilidad.....	2
1.2 Concepto de riesgo.....	3
1.2.1 Clasificación de métodos.....	3
1.2.2 Cualitativo vs. Cuantitativo.....	4
1.2.3 Inductivo vs. Deductivo.....	4
1.2.4. Aplicaciones de los análisis de riesgo tecnológico.....	5
1.3 Tasa de fallas.....	5
1.3.1 Maduración, vida útil y envejecimiento.....	6
1.4 Confiabilidad y sistemas eléctricos de potencia.....	8
1.4.1 Confiabilidad de redes eléctricas.....	9
1.4.2 Subsistemas para el estudio de redes eléctricas.....	11
1.4.3 Instituciones y autor principal dedicado a los estudios de confiabilidad implementada en los sistemas eléctricos de potencia.....	12

Capítulo II Sistema eléctrico interconectado

2.1 Sistema eléctrico nacional	14
2.1.1 Líneas de transmisión.....	16
2.1.2 Subestaciones eléctricas.....	16
2.1.3 Equipos de protección, control y comunicaciones.....	17
2.2 Red interconectada de transmisión	18
2.2.1 Subestaciones y líneas parte del estudio.....	18
2.3 Estabilidad en redes eléctricas	22
2.3.1 Controles discretos suplementarios.....	24
2.3.2 Compensación de reactivos en el sistema eléctrico de potencia....	25
2.3.2.1 Compensación a través de reactores y capacitores.....	25
2.3.2.2 Compensador estático de Var.....	25

Capítulo III Criterios probabilísticos y métodos de análisis de confiabilidad

3.1 Criterios probabilísticos	26
3.2 Variable aleatoria	27
3.3 Distribuciones de probabilidad	28
3.3.1 Familias de distribuciones de probabilidad.....	31
3.3.2 Distribución exponencial.....	33
3.4 Procesos estocásticos	34
3.5 Metodología	35
3.5.1 Conjunto mínimo de corte.....	35
3.5.2 Árboles de fallas.....	37
3.5.3 Simulación Montecarlo.....	40

3.5.4 Procesos de Markov.....	41
3.6 Comparación de métodos.....	44
Capitulo IV Desarrollo de datos	
4.1 Recopilación de datos.....	46
4.2 Red de estudio.....	47
4.2.1 Análisis de datos recolectados.....	49
4.3 Cálculo de tasas de falla para la red de estudio.....	54
4.4 Obtención de tasas de falla.....	56
4.4.1 Tasa de falla por región.....	57
4.4.2 Tasa de falla común por líneas paralelas y esquemas de protección.....	58
4.5 Red troncal.....	60
Capitulo V Aplicación de métodos	
5.1 Aplicación del estudio.....	62
5.2 Conjunto mínimo de corte.....	62
5.2.1 Aplicación de la metodología	62
5.3 Árboles de fallas.....	65
5.3.1 Simbología.....	65
5.3.2 Aplicación de la metodología.....	66
5.3.3 Resultados obtenidos.....	78
5.4. Simulación Montecarlo.....	87
5.4.1 Aplicación de la metodología	88
5.5 Procesos de Markov.....	93
5.5.1 Probabilidades de estado transitorio de procesos de Markov.....	94

5.5.2 Subordinación de las cadenas de Markov a un proceso de Poisson.....	95
5.5.3 Aplicación de la metodología.....	95
5.5.4 Problemas de convergencia.....	101
5.5.5 Problemas con el tamaño de la matriz generadora.....	102
Capítulo VI Interpretación de resultados	
6.1 Interpretación y Conclusiones.....	104
6.1.1 Conjunto mínimo de corte.....	105
6.1.2 Árboles de fallas.....	105
6.1.3 Simulación Montecarlo.....	106
6.1.4 Procesos de Markov.....	106
6.2 Conclusiones del estudio.....	107
Bibliografía y Referencias.....	108
Apéndice A	
Aplicación desarrollada en visual basic para resolver Markov en excel.....	113
Apéndice B	
Desarrollo de árboles de fallas.....	120

ORGANIZACION DE LA TESIS

Introducción, esta sección está dedicada a exponer la temática general que enmarca el trabajo realizado presentando objetivos y alcances generales.

En el capítulo I se describe la teoría de la confiabilidad y como ésta puede ser aplicada al sector eléctrico.

En el capítulo II se presenta una breve explicación de la red interconectada de transmisión, las subestaciones y líneas que serán parte del estudio en éste trabajo, así como los procesos en una red eléctrica.

En el capítulo III se da una explicación de la naturaleza aleatoria de un evento; asimismo, se describen los diferentes métodos de evaluaciones existentes y aplicables a las redes eléctricas.

En el capítulo IV se presentan los datos que servirán para los estudios y la manera en que fueron recolectados a través de reportes generados por las áreas de CFE.

En el capítulo V se aplican las metodologías elegidas a la red de estudio con la finalidad de obtener resultados y observar el comportamiento de la red de estudio ante cada metodología aplicada.

En el capítulo VI, una vez que se han obtenido los resultados, se realiza la interpretación de éstos comparando las fortalezas y debilidades de cada método, presentando como resultado las conclusiones obtenidas.

En el Apéndice A se describe la aplicación desarrollada en Visual Basic para Excel, utilizada para el método de Markov.

En el Apéndice B se muestran los arboles de fallas desarrollados para modelar la red de estudio.

RESUMEN

El presente trabajo involucra la aplicación de la metodología de Análisis Probabilístico de Seguridad a las redes eléctricas de transmisión para obtener de forma cuantitativa la confiabilidad ante la presencia de una falla en una región territorial del país.

Como resultado de la investigación bibliográfica y ante la variedad de los métodos de confiabilidad existentes para realizar éstos estudios aplicados al sector eléctrico, se decidió comparar las metodologías más recomendadas por los autores especialistas en la materia y así obtener sus ventajas y desventajas.

En el desarrollo de los modelos nos encontramos con la necesidad de desarrollar y adaptar algunas aplicaciones de acuerdo a la metodología correspondiente, obteniendo al final conclusiones acerca de cada método respecto al otro.

El resultado en cuanto al valor reflejado de confiabilidad fue el esperado en esta región, así mismo se obtuvo de cada uno de los métodos aplicados las combinaciones de fallas y zonas de mayor cuidado para evitar colapsos en la red, lo cual resulta una aportación valiosa para el cuidado y refortalecimiento de las subestaciones o líneas de transmisión más factibles a fallas.

ABSTRACT

This study involved the application of the Probabilistic Safety Assessment methodology to the power transmission grids in order to obtain quantitatively the reliability in the presence of a grid failure in a specific region of the country.

As a result of the research literature and the variety of existing reliability methods for these studies applied to the electricity sector, it was decided to compare the methodologies recommended by recognized authors in this field and to determine their advantages and disadvantages.

In developing the models we found the need to develop and adapt some applications according to its methodology, obtaining at the end conclusions about each method.

The result reflected the value of reliability that was expected in this region and the combinations of failures and the areas needing the greatest care to avoid breakdowns in the grid were obtained from each of the methods, which is a valuable contribution to direct more resources to strengthen the nodes most likely to fail.

OBJETIVO Y ALCANCE

Objetivo

Este trabajo tiene por objeto comparar diversos métodos disponibles para determinar la confiabilidad de una red eléctrica, aplicándolos a un sistema de transmisión interconectado para obtener la probabilidad de pérdida en el suministro eléctrico por inestabilidad o colapso, y de esta forma determinar las fortalezas y debilidades de cada método.

Alcance

La investigación se concentra en tres métodos de confiabilidad: Markov, Monte Carlo y árboles de fallas, seleccionados entre una gama más amplia de técnicas disponibles identificadas en la revisión bibliográfica realizada. Estos métodos se aplican a la red eléctrica del sistema interconectado de transmisión de una zona territorial del país, la cual se encarga del suministro de energía eléctrica en tres estados y que a su vez se encuentra enlazada a la red eléctrica nacional a través de líneas de transmisión de 230 kV.

Metas

Los métodos para el análisis de confiabilidad aplicables a sistemas eléctricos de potencia se estudiarán e implementarán para modelar las posibles fallas que nos lleven a la inestabilidad y/o colapso de la red interconectada de la región geográfica a estudiar. Igualmente, se obtendrá de forma cuantitativa la probabilidad de pérdida de una línea eléctrica, a partir de registros de fallas reales, reflejando de esta forma la confiabilidad existente en las líneas de la red, como dato de entrada a los modelos. Del análisis de los resultados de estos métodos se deducirán sus ventajas y desventajas, así como la forma de que éstos pueden complementarse y llegar a formar un modelo más completo para los objetivos de este estudio.

Justificación

La investigación de este tema nace de la inquietud de contar con un modelo que represente de forma gráfica, cuantitativa y sencilla las diversas causas que pueden provocar la desconexión de un nodo en la red interconectada de transmisión, y de esta forma observar cómo se combinan los elementos de la red para producir la falla, obteniendo con esto parámetros con los cuales pueda manejarse la operación confiable de las líneas y/o subestaciones de la red de transmisión que interconecta esta zona con el resto del país. Lo anterior, con la finalidad de reducir el riesgo de provocar un colapso de suministro eléctrico. Asimismo, los resultados de este proyecto pueden tomarse como base para el desarrollo de otros estudios como la pérdida de potencia externa en plantas de generación, que impactan en la alimentación de los servicios propios para una planta de generación de energía eléctrica.

1 Introducción a la Confiabilidad

1.1 Concepto general de confiabilidad

Un sistema es el conjunto de elementos discretos o componentes que interactúan para el cumplimiento de una función determinada. Los estudios de confiabilidad tienen su origen en la necesidad de determinar las posibilidades de que un sistema no cumpla con esta función.

Un sistema confiable es aquel que desempeñará la función para la cual fue hecho cuando se requiere; esto es, mientras que la calidad es una característica del producto durante la etapa de producción o inmediatamente después de ésta; la confiabilidad es la capacidad del producto para desempeñar la función durante cierto periodo de tiempo.

Con esto podemos decir que un sistema que “funciona” durante un periodo de tiempo “suficiente” es un producto confiable.

Podemos considerar como definiciones más precisas:

- “La confiabilidad es la probabilidad de que un sistema determinado realice aquellas funciones para las que fue creado de manera satisfactoria durante un lapso vital predeterminado y bajo ciertas condiciones ambientales previamente definidas”.
- “Confiabilidad es la propiedad de un sistema (elemento, componente o pieza) de cumplir las funciones para él previstas, manteniendo su capacidad de trabajo bajo los regímenes y condiciones de explotación prescritos y durante el intervalo de tiempo requerido. Dicho de otra forma, la confiabilidad es la propiedad del sistema de mantenerse sin experimentar un suceso de falla durante el tiempo y las condiciones de explotación establecidos, considerando como falla los sucesos en los cuales el sistema tecnológico deja de cumplir adecuadamente sus funciones. La falla es la alteración de la capacidad de trabajo del componente o sistema, más allá de las tolerancias consideradas en su diseño.

La confiabilidad es un término general, el cual puede ser aplicado a cualquier sistema tecnológico. También se emplea en sistemas sociales para el estudio de la probabilidad de error humano, especialmente cuando existe intervención humana en la operación de un sistema tecnológico. [2,34]

1.1.1 Nacimiento y desarrollo de la teoría de la confiabilidad

La historia de la disciplina de la confiabilidad se remonta a principios de los años 30, cuando el concepto fue aplicado a problemas relacionados con la generación de energía eléctrica.[38]

Más adelante, tres fueron los detonadores para el desarrollo de la teoría de la confiabilidad. Primero, la guerra de Corea enseña que hubo en la aviación más

accidentes fatales por fallas en los equipos que las bajas causadas por el enemigo; se hace necesario en esa época revisar a fondo los conceptos de confiabilidad en los sistemas, equipos y componentes. En segundo lugar la carrera espacial: el proyecto de poner un hombre en la luna y traerlo a salvo nuevamente a la Tierra, entraña una orientación de todo el diseño hacia la confiabilidad; la compañía Martin-Marrieta encargada de proveer cohetes espaciales confrontaba un enorme problema de calidad, cada vez que se encontraba una falla, la reparación producía nuevas fallas.[6] El tercer detonador fue la construcción de centrales nucleares, los elevados niveles de exigencia en esa industria naciente resultaron en importantes aportaciones para el estudio y mejoramiento de la confiabilidad, incluyendo el desarrollo del aseguramiento de la calidad.

A partir de estos precedentes, las aplicaciones de la teoría de la confiabilidad se propagan hacia otras industrias, acompañando el crecimiento industrial y económico, pero también atendiendo a una exigencia cada vez mayor de sistemas tecnológicos seguros y productos de consumo duraderos.

Son muchos los factores o las razones por las que la teoría de la confiabilidad se ha ido desarrollando en diversas áreas; algunas de éstas son las siguientes:

- Recursos económicos limitados
- Aumento de la complejidad de los sistemas (mayor número de componentes)
- Sobre intensidad de los regímenes de trabajo (altas temperaturas, altas presiones, altos voltajes, etcétera)
- Exigencias a la calidad de trabajo del sistema(centros de computo, salas de control aéreo, etcétera)
- Aumento del valor técnico y económico de las fallas (por ejemplo, la falla de un relevador , un interruptor o un apartarrayo, puede ser causa típica de interrupciones del servicio de energía eléctrica, en grandes extensiones geográficas)
- La automatización parcial o total de los procesos, excluyendo la participación directa del ser humano, lo que implica la desaparición de la supervisión del sistema. [6]

1.1.2 Objetivo de la Teoría de confiabilidad

El objetivo de la teoría de la confiabilidad es tener bases cuantitativas para predecir el compartimiento de la pieza, ensamble, equipo, componente o sistema, para determinar el grado óptimo de reserva sin caer en el exceso o en el defecto.

Las técnicas para evaluación de confiabilidad han sido desarrolladas y están siendo usadas en diferentes campos de la ingeniería. En efecto el área de evaluación de confiabilidad es interdisciplinaria, y en particular el método puede ser utilizado en numerosas aplicaciones como son el ámbito eléctrico, mecánico, civil y químico, entre otros.[2]

1.2 Concepto de Riesgo

La palabra riesgo expresa la posibilidad de pérdida de la vida o daño a las personas y la propiedad. Para establecer valoraciones comparativas de riesgo de accidentes se utiliza la siguiente definición técnica:

$$R = F \cdot C \qquad \text{Ec. 1.1}$$

de donde tenemos que:

- R es el riesgo expresado en consecuencias por unidad de tiempo
- F es la frecuencia de ocurrencia del evento al que se asocia el riesgo, expresada en eventos por unidad de tiempo
- C es la magnitud del evento, expresada en consecuencias por evento

Para la cuantificación del riesgo es necesario estimar las consecuencias de los caminos de mayor probabilidad y de mayores consecuencias del accidente, para lo cual se requiere el conocimiento y la modelación de los procesos que lo acompañan, que por lo general son específicos de cada tipo de tecnología.

En los últimos años, el tema del análisis de riesgo ha adquirido particular importancia al mostrar a la opinión pública, mayor preocupación por los accidentes industriales de cierta magnitud, que han ocasionado graves consecuencias de orden social y económico. [1]

Las tecnologías para la generación de energía, los medios de transporte, y las industrias de proceso y extracción, además de beneficios traen aparejados riesgos que se traducen ocasionalmente en pérdida de vidas humanas, daños a la salud y pérdidas económicas de consideración.

En este contexto, los análisis de riesgo se han convertido en una herramienta importante a través de su predicción y del estudio de los factores que los determinan, lo que posibilita la toma de decisiones fundamentadas para en primer lugar, prevenir accidentes y en segundo lugar, minimizar sus consecuencias en caso de ocurrir.

Uno de los objetivos del análisis de riesgo es determinar los equipos y funciones más críticas para la seguridad del sistema analizado, así como proponer acciones preventivas sobre éstos, tanto en el diseño de la instalación como en su operación y mantenimiento, con el objetivo de aumentar el nivel de seguridad. Al conocer las funciones más importantes para la seguridad se puede dar mejor entrenamiento a los operadores, para así reducir la frecuencia de accidentes o, en su caso, disminuir las consecuencias.[1]

1.2.1 Clasificación de métodos

Existen varias metodologías para llevar a cabo un análisis de riesgo, las metodologías varían en nivel de complejidad y recursos requeridos; los métodos más simples sólo dan resultados cualitativos, mientras que los métodos más complejos dan resultados cuantitativos. Es común aplicar varios

métodos en forma progresiva. Un método simple puede usarse para filtrar y priorizar escenarios, seguido por un método más complejo para desarrollar los escenarios de accidente que rebasan el filtrado, y el análisis de consecuencias puede limitarse a los escenarios más significativos. [38]

1.2.2 Cualitativo vs. Cuantitativo

El riesgo puede ser visto cualitativa o cuantitativamente. La elección de uno u otro depende de los objetivos del estudio y los recursos disponibles. Cualitativamente hablando, cuando hay una fuente de peligro y no existen barreras ante la exposición al peligro, entonces hay una posibilidad de pérdida o daño. Los métodos cualitativos se enfocan en identificar peligros y comprobar la existencia de salvaguardias o controles para impedir un daño.

Cuantitativamente hablando, se requieren valores numéricos para representar el riesgo. De acuerdo a la definición cuantitativa de riesgo, estos valores son la probabilidad de daño y la magnitud de las consecuencias. Los métodos cuantitativos asignan probabilidades de ocurrencia a los peligros y salvaguardias, hasta obtener la frecuencia de accidente. [38]

1.2.3 Inductivo vs. Deductivo

Existen dos tipos de análisis igualmente importantes para el proceso del pensamiento humano:

- **Inductivo:** La inducción consiste en un razonamiento que comienza con lo particular para llegar a lo general. Si postulamos una falla inicial de un componente, y determinamos los efectos de esta falla o condición sobre la operación del sistema, estamos realizando un análisis de sistema inductivo.

Existen varios métodos inductivos, algunos ejemplos son: árboles de eventos, HAZOP[33], FMEA[33].

- **Deductivo:** La deducción consiste en un razonamiento que comienza con lo general para llegar a lo particular. En un análisis deductivo postulamos que el sistema ha fallado de cierta manera, y determinamos qué condición del sistema o de los componentes puede provocar la falla.

Un ejemplo de este tipo de análisis es el árbol de fallas. [38]

1.2.4 Aplicaciones de los Análisis de Riesgo Tecnológico

La aplicación de los análisis de riesgo de industrias, medios de transporte y otras tecnologías relacionadas con la actividad humana, constituye una herramienta útil en materia de diseño y explotación segura de estas tecnologías. Lo anterior es posible debido a que un análisis de riesgo permite, tanto en términos estadísticos como predictivos, determinar el aporte al total debido a diferentes contribuyentes que pueden entonces diferenciarse según su importancia, posibilitando así el establecimiento de prioridades en la adopción de medidas y la inversión de recursos para su control. Esto puede servir de base para establecer mejoras de diseño y operación, ofreciendo además la posibilidad de comparación entre distintas alternativas.

En México tenemos que la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente [39] en su artículo 30, señala que cuando se trate de actividades consideradas altamente riesgosas, la manifestación de impacto ambiental deberá incluir un estudio de riesgo correspondiente en cuanto a los efectos a la salud provocados por la operación de estas actividades, el cual es evaluado por la Dirección General de Gestión Integral de Materiales y Actividades Riesgosas perteneciente a la SEMARNAT.

1.3 Tasa de fallas

A continuación introduciremos de forma breve el concepto de tasa de fallas, la cual será descrita en el capítulo IV, ésta se define postulando que $\lambda(t) dt$ es la probabilidad condicional de que el equipo falle en un intervalo de tiempo infinitesimal dt dado que estaba operando al tiempo t , por lo cual definimos de forma conceptual $\lambda(t)$ como [3]:

$$\lambda(t) = \frac{\text{Número de fallas por unidad de tiempo}}{\text{Número de componentes expuestos a falla}}$$

Para completar lo anterior suponga que $T > 0$ es una variable aleatoria que registra el tiempo de falla de un componente que se encuentra en operación al tiempo cero. Entonces definimos $F(t)$ como la función de distribución de probabilidad y $f(t)$ como la función de densidad de probabilidad de esta variable. En la teoría de confiabilidad es de interés conocer la probabilidad de que el componente funcione correctamente por lo menos en un lapso de tiempo t o la probabilidad de que deje de funcionar en el siguiente instante de tiempo dado que el componente ha funcionado bien hasta un cierto momento. Por ello se definen las siguientes funciones:

$$R(t) = 1 - \int_0^t f(t) dt \quad \text{Ec. 1.2}$$

La ecuación 1.2 es conocida como función de confiabilidad o supervivencia $R(t)$ la cual se define mas a detalle en el capítulo III.

$$\lambda = \frac{f(t)}{1-F(t)} = \frac{1}{1-F(t)} \left(\frac{dF(t)}{dt} \right) \quad \text{Ec. 1.3}$$

La Ecuación 1.3 es conocida como tasa de fallas $\lambda(t)$ o también como función hazard, y se llama así pues un componente que ha sobrevivido al tiempo t , fallará en el intervalo $(t, t + \Delta t]$ con probabilidad condicional $r(t)\Delta t + o(\Delta t)$. [25]

1.3.1 Maduración, Vida Útil y Envejecimiento

Continuando con la función hazard, se ha observado que la tasa de fallas $\lambda(t)$ de equipos industriales frecuentemente tiene un comportamiento conocido como “curva en forma de bañera”, la cual describe las características de diversos componentes físicos, esta forma puede ser dividida en tres regiones distintas:

Región I conocida como periodo inicial o de maduración

Región II conocida como periodo de vida útil

Región III conocida como periodo final

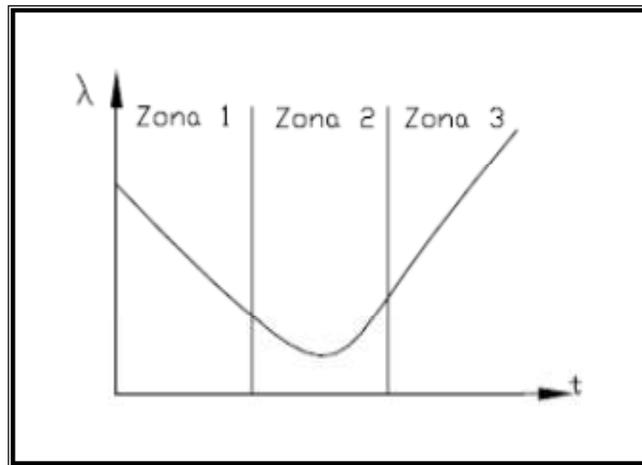


Figura 1-1. Tasa de fallas como función del tiempo: “curva de la bañera”

Región I

Esta región tiene la característica de que la tasa de fallas $\lambda(t)$ es relativamente alta y decrece en función del tiempo; en esta fase se presenta una depuración de los sistemas, y las fallas típicas se deben a errores en el diseño o defectos en la fabricación; algunas de las fallas pueden detectarse y corregirse mediante pruebas preoperacionales.

Se conoce como período de maduración o de mortalidad infantil. [3]

Región II

Esta región tiene la característica de que la tasa de fallas $\lambda(t)$ permanece constante; las fallas típicas presentadas durante este periodo se deben a mecanismos de lenta evolución o que se manifiestan al azar.

Esta región se conoce como el Periodo de vida útil, ya que en esta fase el sistema se encuentra en su operación normal. [3]

Región III

Esta región tiene la característica de que la tasa de fallas $\lambda(t)$ se incrementa rápidamente con el tiempo de operación; las fallas típicas presentadas durante este periodo se deben al envejecimiento y deterioro de los materiales que conforman los equipos del sistema, siendo más vulnerable a los agentes externos (temperatura, humedad, etc.).

A esta Región se conoce como Periodo de envejecimiento, ya que en esta fase los equipos del sistema se encuentran en estado de desgaste o degradación.

La forma y la duración de cada una de las zonas varían considerablemente, dependiendo del tipo y características específicas del componente o sistema que se está analizando, así como su operación y mantenimiento; conforme el nivel de esfuerzo¹ aumenta, la región de fallas aleatorias decrece y las fallas al fin de su vida útil ocurren prematuramente.

Una política adecuada de reemplazo permite incrementar la duración de la vida útil, evitando las fallas por envejecimiento o desgaste de las partes más vulnerables: rodamientos, empaques, capacitores, aislamientos, lubricantes, etc.

En muchas situaciones, y afortunadamente este es el caso de los sistemas de potencia y sus componentes, se puede lograr que el sistema permanezca dentro de la zona de vida útil por un periodo muy grande de tiempo, efectuando sobre él un mantenimiento preventivo constante y cuidadoso, así como una operación que minimice el factor de esfuerzo para maximizar la confiabilidad del componente. Esto se manifiesta como una tasa de fallas constante durante la vida útil del componente, como se ilustra en la Figura 1-2.

Este hecho es de extrema importancia, ya que una λ constante nos permitirá utilizar una función de distribución exponencial para representar el tiempo de falla del componente, lo cual juega un papel fundamental en el desarrollo de este trabajo.

Es interesante recalcar que estas tres regiones son diferentes para diferentes tipos de componentes, los componentes eléctricos muestran una región de fallas aleatorias en un periodo más largo en relación con los dispositivos mecánicos, como se ilustra en la Figura 1-3. [3]

¹ Por ejemplo, operar una bomba fuera de su punto óptimo, un motor a una carga mayor de lo recomendado, una válvula de manera repetitiva no prevista en su diseño.

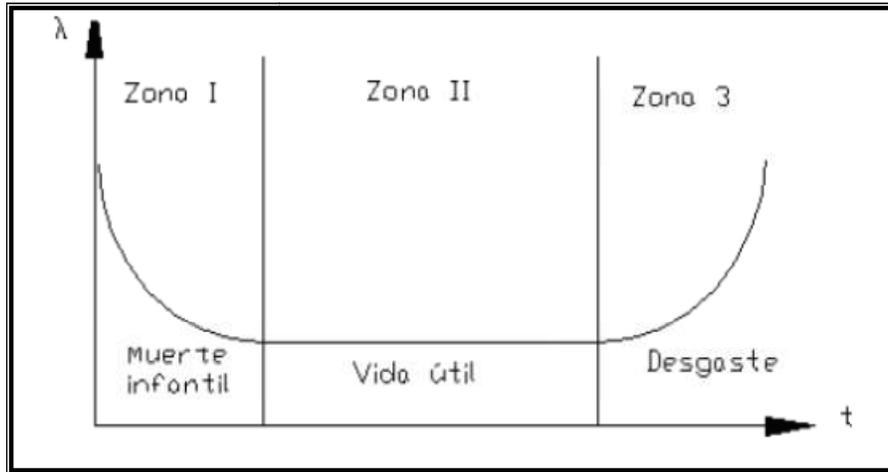


Figura 1-2. Curva modificada en la región II para sistemas reparables

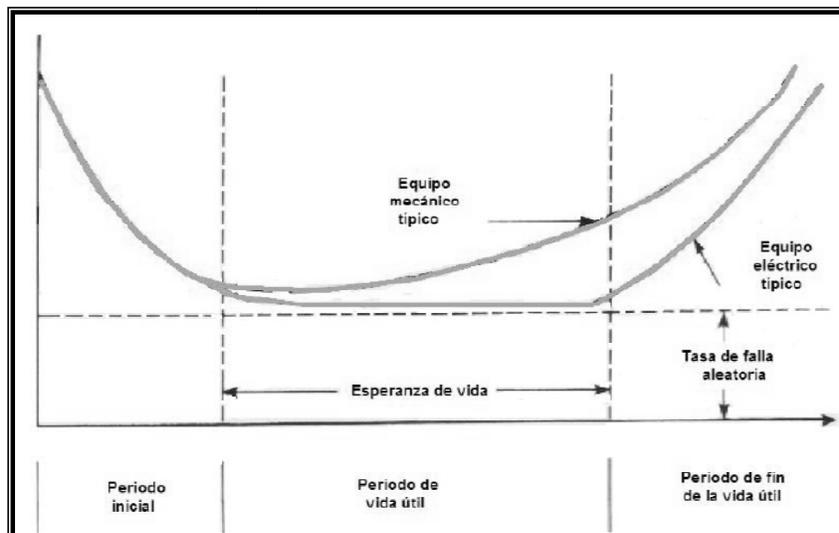


Figura 1-3. Diferencias en tasa de fallas para equipo eléctrico y mecánicos

1.4 Confiabilidad y sistemas eléctricos de potencia

La confiabilidad, dentro del marco de referencia de los sistemas eléctricos de potencia, ha sido definida por el North American Electric Reliability Council (NERC) como una medida que determina el grado en el que desempeño de los elementos de un sistema eléctrico permiten que la potencia eléctrica sea entregada a los consumidores dentro de las normas aceptadas y en las cantidades deseadas.

El desarrollo de la sociedad, y su mejoramiento continuo en calidad de vida de la población y construcción de riqueza mediante actividades productivas, son cada vez más dependientes de la electricidad.

La sociedad moderna requiere hoy en día que el suministro de energía eléctrica sea continuo ante la demanda. Esto no siempre es posible en la práctica,

debido a fallas aleatorias sobre las redes eléctricas que rebasan el alcance de la ingeniería de sistemas de potencia.

Si bien, la probabilidad de que un consumidor quede desconectado se puede reducir incrementando el costo del sistema ya sea en las etapas de planeación, diseño u operación, las sobreinversiones conducen a costos excesivos de operación, los cuales necesariamente se reflejarán en la estructura de tarifas. Consecuentemente, las consideraciones económicas tendrían que comprometerse para lograr que el sistema fuese más confiable. De igual manera, las subinversiones conducen a la situación opuesta.

Es evidente entonces que los criterios de economía y confiabilidad compiten entre sí, y esto debe reflejarse en el proceso de toma de decisiones. Así pues, los criterios y las técnicas para la planeación, diseño y operación de sistemas de potencia se han desarrollado siempre tratando de resolver el dilema existente entre la economía y la confiabilidad del sistema.

La necesidad de evaluación probabilística del comportamiento de sistemas ha sido reconocida desde finales de los 1930s, pero algunos métodos no han sido usados en el pasado; la principal razón fue la escasez de datos, la limitación de recursos computacionales, la debilidad de técnicas reales de confiabilidad, la aversión a utilizar técnicas probabilísticas, y una falta de entendimiento de los significados de los índices de riesgo.

Ninguna de estas razones es válida hoy en día, ya que se tienen bancos de datos confiables, la infraestructura computacional ha mejorado, se han desarrollado técnicas de evaluación aceptables, y muchos ingenieros han trabajado y entendido las técnicas probabilísticas. [30]

1.4.1 Confiabilidad de redes eléctricas

La confiabilidad busca ante todo resguardar al sistema manteniéndolo en forma adecuada, con valores eléctricos de corrientes, voltajes y frecuencia dentro de los márgenes nominales así como limitar la aparición de fallas y, si se presentan, que el sistema pueda despejarlas lo más pronto posible, restaurando la prestación del servicio.

Inicialmente, la mayoría de las publicaciones sobre confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia se dedicaban a los sistemas de generación, en donde el interés principal es conocer la disponibilidad de energía y potencia. En este campo, las evaluaciones se basaban en teorías y procedimientos bien desarrollados y conocidos.

Sin embargo, se marca una diferencia a partir del año 1964, cuando se publican dos trabajos pioneros sobre cálculo de confiabilidad en sistemas de transmisión y distribución [4,13]. Desde entonces se aprecia un continuo interés por desarrollar métodos y técnicas de cálculo de parámetros de confiabilidad en redes eléctricas, principalmente en los países desarrollados.

Otra motivación fuerte, en ese entonces, para orientar esfuerzos en este sentido lo constituyeron apagones que afectaron a extensas áreas del territorio norteamericano, provocando cuantiosos daños y pérdidas. Esto indicaba que, aparte de la disponibilidad de energía, también era necesario conocer los posibles puntos débiles de la red, puesto que las fallas en tales casos, se originaron en éstos.

En la publicación antes mencionada [4] se presentó la lógica básica para la deducción de las ecuaciones necesarias para calcular índices de confiabilidad en los puntos definidos como carga.

En 1968, Billinton y Bollinger en su libro [31] demostraron que las ecuaciones dadas en la publicación [4] entregaban resultados incoherentes respecto a los obtenidos por la técnica de Markov, la cual era aceptada como la más exacta puesto que podía describir todos los estados posibles para el sistema.²

En 1975, dos trabajos del mismo autor Billinton [6,7] presentaron versiones modificadas de las ecuaciones dadas en [4], con las que se obtenían resultados similares a los entregados por la técnica de Markov. Años después otra publicación [5] de este mismo autor mostraba que era posible utilizar la técnica de conjuntos mínimos de corte para identificar las fallas de los puntos de carga, y la manera como podían calcularse los índices de confiabilidad empleando las ecuaciones modificadas presentadas en sus trabajos [6,7]. Estas técnicas tuvieron gran aceptación, debido a la simplicidad de su manejo y grandes facilidades de programación computacional.

Debido a la naturaleza aleatoria de los fenómenos que afectan la evaluación cuantitativa de la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, se tiende a pasar de criterios e índices determinísticos a criterios e índices probabilísticos.

La gran razón por la cual estos métodos no han sido utilizados en el pasado es la falta de datos, limitación en los recursos computacionales, ausencia de técnicas realistas de confiabilidad, aversión al uso de técnicas probabilísticas y la mala interpretación del significado de los criterios probabilísticos e índices de riesgos.

Hoy en día, muchas empresas tienen bases de datos, las facilidades computacionales han sido incrementadas, y muchos ingenieros han trabajado en la comprensión de las técnicas probabilísticas. Aún cuando las técnicas de evaluación de la confiabilidad están siendo altamente desarrolladas existe sin

² Esta técnica basada en procesos de Markov resulta impracticable cuando se trata de analizar sistemas eléctricos de tamaño real, puesto que implica la solución de un sistema de ecuaciones de orden $2n$, donde n es el número de elementos que representan la red eléctrica. Así por ejemplo, un sistema de sólo 20 componentes requiere solucionar un sistema de ecuaciones de $1,048,576 \times 1,048,576$.

embargo escasez general de programas para aplicar estas técnicas en grandes sistemas.

Por lo anterior la ocurrencia de fallas en un sistema puede considerarse como eventos aleatorios los cuales pueden llegar a ser modelados con variables aleatorias que se asocian a la ocurrencia de un fenómeno aleatorio.

1.4.2 Subsistemas para el estudio de redes eléctricas

Una red eléctrica moderna es compleja, altamente integrada y muy extensa. Incluso las computadoras existentes no son suficientes para analizar completamente toda una red eléctrica como una unidad. Sin embargo esto no es problema, el sistema puede ser dividido en subsistemas apropiados los cuales pueden ser analizados separadamente.

Los principales subsistemas son:

(a) Plantas de generación. Cada estación o cada unidad en la planta se analiza separadamente. Este análisis crea un componente equivalente, cuyos índices pueden utilizarse en la evaluación de la confiabilidad de la capacidad de generación integral del sistema.

(b) Capacidad de generación global del sistema. La confiabilidad de la capacidad de generación se evalúa ignorando a la red; combinando por una parte todas las fuentes de generación y por la otra parte todas las cargas juntas.

(c) Redes (transmisión y/o distribución). Se evalúa la confiabilidad de la red ignorando la confiabilidad de las fuentes de generación y considerando sólo la habilidad de la red para abastecer las cargas demandadas.

(d) Sistemas compuestos generación/transmisión (Bulk Power Systems). Si se limita la red únicamente a la transmisión primaria, es realmente posible realizar una evaluación compuesta de la generación y esta parte de la red.

(e) Sistemas interconectados. En este caso se modela la generación de cada sistema y las líneas de enlace entre sistemas, pero se ignoran las redes internas de cada sistema.

(f) Subestaciones y estaciones de interconexión. Estos sistemas son, a menudo, bastante complicados y normalmente se analizan por separado en vez de incluirse como sistemas completos en la evaluación de la confiabilidad de la red. Esto crea componentes equivalentes, cuyos índices pueden utilizarse en la evaluación global de la red.

(g) Sistemas de protección. La confiabilidad de estos sistemas se analiza separadamente. Los índices obtenidos, se pueden utilizar para representar estos sistemas como generalidades para la evaluación de la confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia componentes equivalentes en la evaluación de la confiabilidad de la red.[30]

1.4.3 Instituciones y autor principal dedicados a los estudios de confiabilidad implementada en los sistemas eléctricos de potencia.

Instituto de Investigaciones Eléctricas IIE

El Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) tiene la misión de promover y apoyar la innovación mediante la investigación aplicada y el desarrollo tecnológico para aumentar la competitividad de la industria eléctrica y otras industrias con necesidades afines.

Dentro de su portafolio y líneas de desarrollo tecnológico encontramos la de SISTEMAS ELÉCTRICOS la cual está orientada a satisfacer las demandas y necesidades del sector energético; dentro de esta línea de desarrollo se encuentra la gerencia de uso de la energía eléctrica la cual tiene a su cargo los estudios de confiabilidad en sistemas eléctricos industriales.[35]

Conseil International des Grands Réseaux Électriques CIGRE

La creación del task-force 38-03-10 fue debido a que mucha gente quería saber las diversas metodologías aplicadas a la confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia y su comparación en un sistema en operación. El grupo de trabajo 38-03 de CIGRE en 1987 publicó el documento titulado Guía de aplicación para el análisis de sistemas eléctricos de potencia, este documento se enfoca principalmente en la confiabilidad HL1 (únicamente generación) y HL2 (generación y transmisión), cubriendo muchos aspectos de la confiabilidad de los sistemas eléctricos.

En 1988, el comité de estudio 38 del CIGRE publicó la guía de aplicación del análisis de confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia. Esta guía describe varias metodologías para el análisis de confiabilidad de las redes eléctricas en uso o que están siendo desarrolladas alrededor del mundo. Esta guía describe las técnicas y los datos requeridos para la gran cantidad de métodos.[12,51]

Institute of Electrical and Electronics Engineers IEEE

El IEEE a través del subcomité de aplicación de métodos probabilísticos (RRPA) perteneciente a la sociedad de ingeniería de potencia (PES), estudia, revisa y fomenta el desarrollo, aplicación y difusión de los métodos probabilísticos para hacer frente a la evaluación de la confiabilidad, la incertidumbre y el riesgo en la planificación, diseño, operación y gestión de todas las fases de sistemas de energía eléctrica.

Entre sus atribuciones se encuentran la revisión de documentos técnicos y organización de mesas redondas entre especialistas del ramo para actualizar o elaborar guías de diseño que se implementen en la industria eléctrica.[48]

De los autores de mayor importancia dedicados a la aplicación de la confiabilidad en los sistemas eléctricos tenemos a:

ROY BILLINTON

Roy Billinton nació en Inglaterra y se mudó a Canadá en 1952, trabajó para la hidroeléctrica Manitoba en el área de planeación y producción de sistemas, ingresó a la Universidad de Saskatchewan en 1964.

Es autor y coautor de varios libros y de cerca de 850 documentos [3,6,7,30,31] relacionados con temas de análisis de sistemas de potencia, estabilidad, economía en la operación de un sistema y confiabilidad. El Dr. Billinton ha realizado servicios de consultoría a la mayoría de las empresas eléctricas en Canadá y algunas otras muchas organizaciones alrededor del mundo, fue pionero del grupo de investigación de confiabilidad.

2 Sistema eléctrico interconectado

2.1 Sistema eléctrico nacional

Un sistema eléctrico está formado por centrales generadoras, líneas de transmisión, cargas eléctricas, subsistemas de control y otros equipos conectados a él mecánica o eléctricamente, sin embargo las centrales de generación generalmente se localizan alejadas de los centros de carga; ya sea por la disponibilidad del energético primario, o por cuestiones ambientales, debido a esto los centros de carga son enlazados a las plantas a través de la redes eléctricas conformadas por las líneas de transmisión, subtransmisión y distribución.

En nuestro país, hoy en día todo el sistema eléctrico se encuentra bajo la operación, planeación y mantenimiento de la empresa paraestatal “Comisión Federal de Electricidad” creada a partir del decreto aprobado en 1937. Por motivos de planeación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) divide al país en cinco áreas de Generación, nueve de Transmisión, dieciséis de Distribución y ocho áreas de Control de energía.

En la figura 2-1 se ilustra las regiones de transmisión en las que se encuentra dividido el Sistema Eléctrico Nacional para su operación y mantenimiento.



Figura 2-1. Regiones de Transmisión

Así, los sistemas eléctricos regionales comparten recursos en capacidad de generación de energía, propiciando con esto un despacho más económico, confiable y eficiente en su conjunto. Es así, como se logra enlazar el Sistema Eléctrico Nacional a través de la red de transmisión formada por líneas de alta tensión con voltajes de 400 kV, 230 kV y 115 kV que interconectan las áreas del Noroeste, Norte, Noreste, Occidental, Central, Oriental, Sureste y Peninsular siendo el área de Baja California la única zona que permanece como sistema aislado, ya que hasta el momento, su interconexión con el resto de la red nacional no se justifica desde el punto de vista técnico y económico.[37]

Las dimensiones de los sistemas eléctricos pueden ser muy grandes, sobre todo al considerar, como ocurre en todo el mundo, las interconexiones entre sistemas de un mismo país o de varios países.

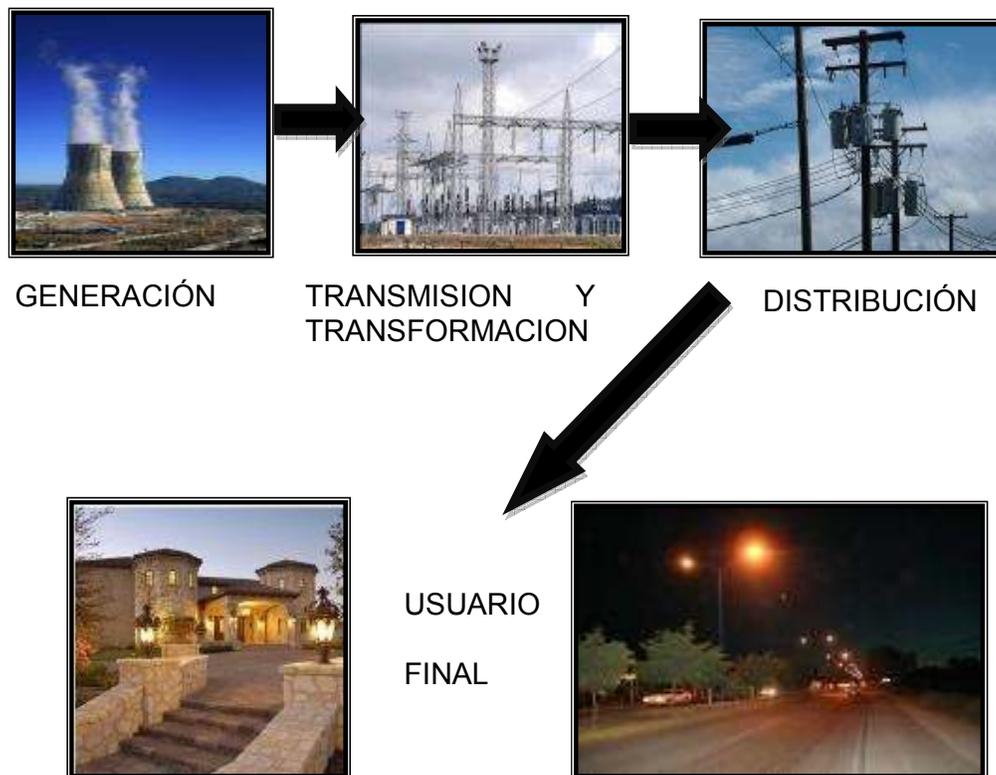


Figura 2-2. Procesos en un sistema eléctrico

Después de que la electricidad es producida en las plantas generadoras, el siguiente paso es transmitirla a través de las líneas de alta tensión hacia las subestaciones de transformación que elevan o disminuyen el voltaje según sea el caso, para finalmente llegar a todos los centros de consumo: casas, fábricas, escuelas, hospitales, entre otros, a través de las redes de distribución.

Si tenemos una falla o algo funciona mal en alguna parte de nuestra red eléctrica, contamos con el apoyo de equipos electrónicos que nos informan qué está bien o qué está mal, para así entregar la energía eléctrica con calidad.[28]

2.1.1 Líneas de Transmisión

Las líneas de transmisión tienen la finalidad de transmitir la energía eléctrica entre dos subestaciones, teniendo como inicio el marco estructural de estas últimas y son dispuestas a través de una trayectoria definida soportadas por medio de torres.

Sus trayectorias atraviesan todo tipo de ambientes quedando expuestas a la intemperie, fenómenos climáticos, temperaturas extremas, etcétera; todo esto pudiera degradar o contaminar los materiales de las cuales se encuentran construidas.[22]

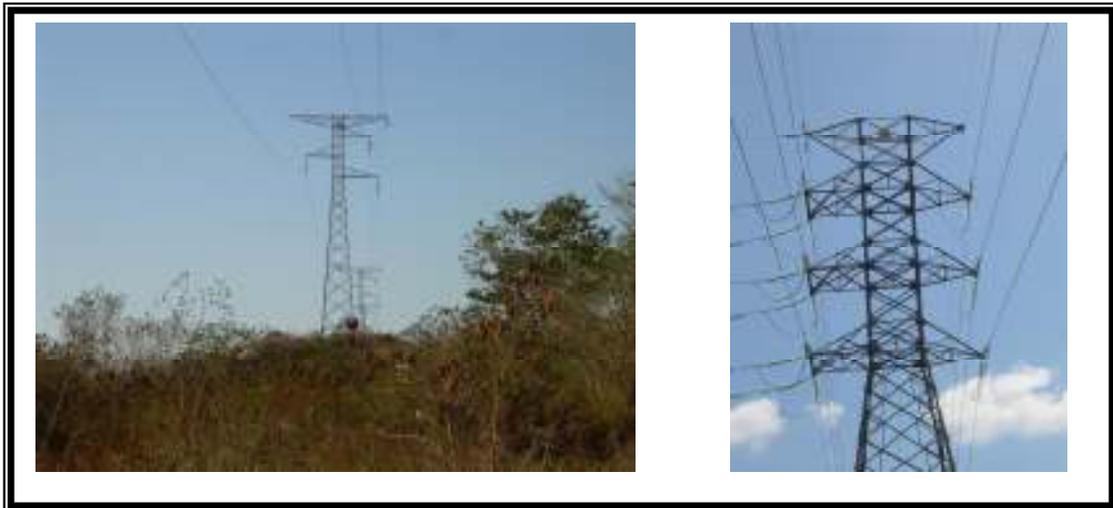


Figura 2-3. Líneas de Transmisión

2.1.2 Subestaciones Eléctricas

Una subestación es la manifestación física de un nodo de un sistema eléctrico de potencia, en el cual la energía es transformada a los niveles adecuados de tensión que permitan su transporte, distribución y consumo. La subestación está conformada por un conjunto de equipos que controlan el flujo de energía y garantizan la seguridad del sistema, por medio de automatismos, actuados desde los tableros de protecciones, reportados y monitoreados a través de los equipos de control supervisorio, y enviando esta información a los centros de control a través de equipos de comunicaciones.

La configuración de una subestación consiste en la forma como están dispuestos los equipos electromecánicos que conforman un patio de conexiones referenciados a un mismo nivel de tensión. Las principales configuraciones para las subestaciones de transmisión son: arreglo de barra principal y auxiliar, de tres barras, de doble barra, y de interruptor y medio.

Lo anterior permite a una subestación tener mayor flexibilidad para dar mantenimiento a los equipos electromecánicos y líneas de transmisión sin tener que interrumpir el flujo de energía que pasa a través de ésta; asimismo la

disposición de equipos combinada con los esquemas de protecciones, ante una falla, permite eliminarla con la menor afectación de los equipos contiguos.[22]



Figura 2-4. Subestaciones con Autotransformadores

2.1.3 Tableros de Protección, Control y Comunicaciones

Estos equipos proveen a las subestaciones, en primer lugar, de automatismos que a través de las mediciones de variables eléctricas como son el voltaje y la corriente toman la decisión de proteger los equipos ante alguna falla o sobrecarga en la línea. En segundo plano, los equipos que monitorean y registran los eventos de forma cronológica, reportan esta información a los centros de monitoreo regionales, lo cual se hace a través de los equipos de comunicaciones que establecen los enlaces entre subestaciones y centros de control. [22]



Figura 2-5. Tableros de Protecciones y Control Supervisorio

2.2 Red interconectada de Transmisión

En nuestro país la red de transmisión está constituida por subestaciones eléctricas y por líneas de alta tensión que manejan voltajes de 230 kV y 400 kV, realizando la función de llevar la energía eléctrica desde las plantas de generación hasta los centros de consumo o uniendo poblaciones y ciudades a lo largo del país. Las líneas de 115 kV se consideran parte de la subtransmisión, la cual conecta las subestaciones de transmisión con las subestaciones de distribución que llegan al usuario final.[22]

La red Interconectada caso de nuestro estudio se encuentra ubicada en una región del país en la cual el suministro de energía es a base de plantas de generación principalmente de ciclo combinado y un sistema de transmisión constituido por líneas de 230 kV y subtransmisión de 115 kV. En la actualidad, se tienen en construcción líneas de 400 kV que darán mayor robustez al suministro de energía eléctrica en esta zona, y la conectarán con mayor confiabilidad al Sistema Interconectado Nacional; estas líneas, así como las adecuaciones a la red existente para recibir estas obras, quedan fuera del estudio debido a que aun no se tienen registros estadísticos de su comportamiento.

2.2.1 Subestaciones y líneas parte del estudio.-

Por razones de confidencialidad, no se menciona el área que comprende la zona de estudio, ni las superintendencias de zona de transmisión que se ocupan de la operación y mantenimiento de las líneas y subestaciones implicadas. Sin embargo, las estadísticas de falla aquí utilizadas provienen de datos reales de la zona de estudio.

En la actualidad la red de estudio de 230 kV se encuentra conformada por 12 subestaciones las cuales se unen al sistema interconectado nacional a través de 4 líneas de transmisión, compartiendo de esta forma la transmisión de energía sobrante del sistema interconectado en estudio al sistema nacional. Cabe señalar que en este estudio no se consideran las plantas de generación, las cuales se encuentran ubicadas en diversas zonas de esta área. De igual forma, únicamente se tomará en cuenta que el sistema se encuentra bajo condiciones normales, es decir, que los flujos de energía obedecen a la demanda cotidiana tal como se ilustran en la figura 2-9, ya que durante alguna contingencia por desastre natural, o paro de generación por parte de los productores privados, los flujos hacia o provenientes del sistema nacional pueden cambiar de sentido.

Cabe señalar que durante el transcurso del día el comportamiento de los flujos de energía se incrementa en un lapso de tiempo conocido como "hora pico", la cual se presenta entre las 17 hrs y 18 hrs. Durante este periodo se presenta la transición de la tarde a la noche, por lo cual la demanda aumenta de forma precipitada debido al encendido de las luminarias públicas y residenciales por parte de los usuarios finales, lo cual repercute en el aumento de carga en los circuitos.

Podemos considerar que este horario de demanda máxima es el más propicio para la ocurrencia de una falla en la línea de transmisión, incluso la combinación de varias fallas simultáneas en la red pudieran afectar y desembocar hasta en un colapso del sistema. No obstante al horario pico, la demanda de energía seguirá siendo alta mientras la noche transcurre, abatiéndose regularmente en el horario entre las 22:00 y 23:00 hrs, para luego disminuir conforme se presenta el amanecer, como se ilustra en la Figura 2-6.

Es por esta razón que los trabajos a realizar de mantenimiento que implique manejo y disponibilidad de líneas y equipo primario, son realizados en horarios fuera de la hora pico, ya que durante esa demanda máxima debe tenerse disponible toda la red para solventar la demanda creciente e incluso algún contingencia en la red.

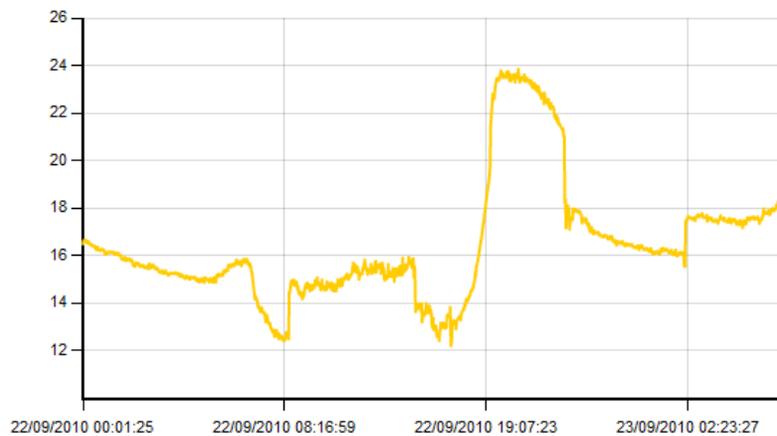


Figura 2-6. Diagrama de demanda de energía durante el transcurso del día en un transformador de subestación, se observa un incremento de energía de 18:00 hrs a 22:00 hrs a partir del cual disminuye hasta el amanecer

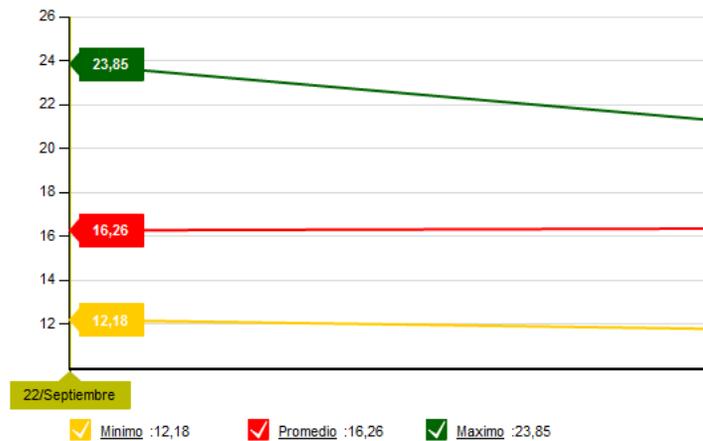


Figura 2-7. Diagrama con potencias máxima, promedio y mínima en un transformador de una subestación.

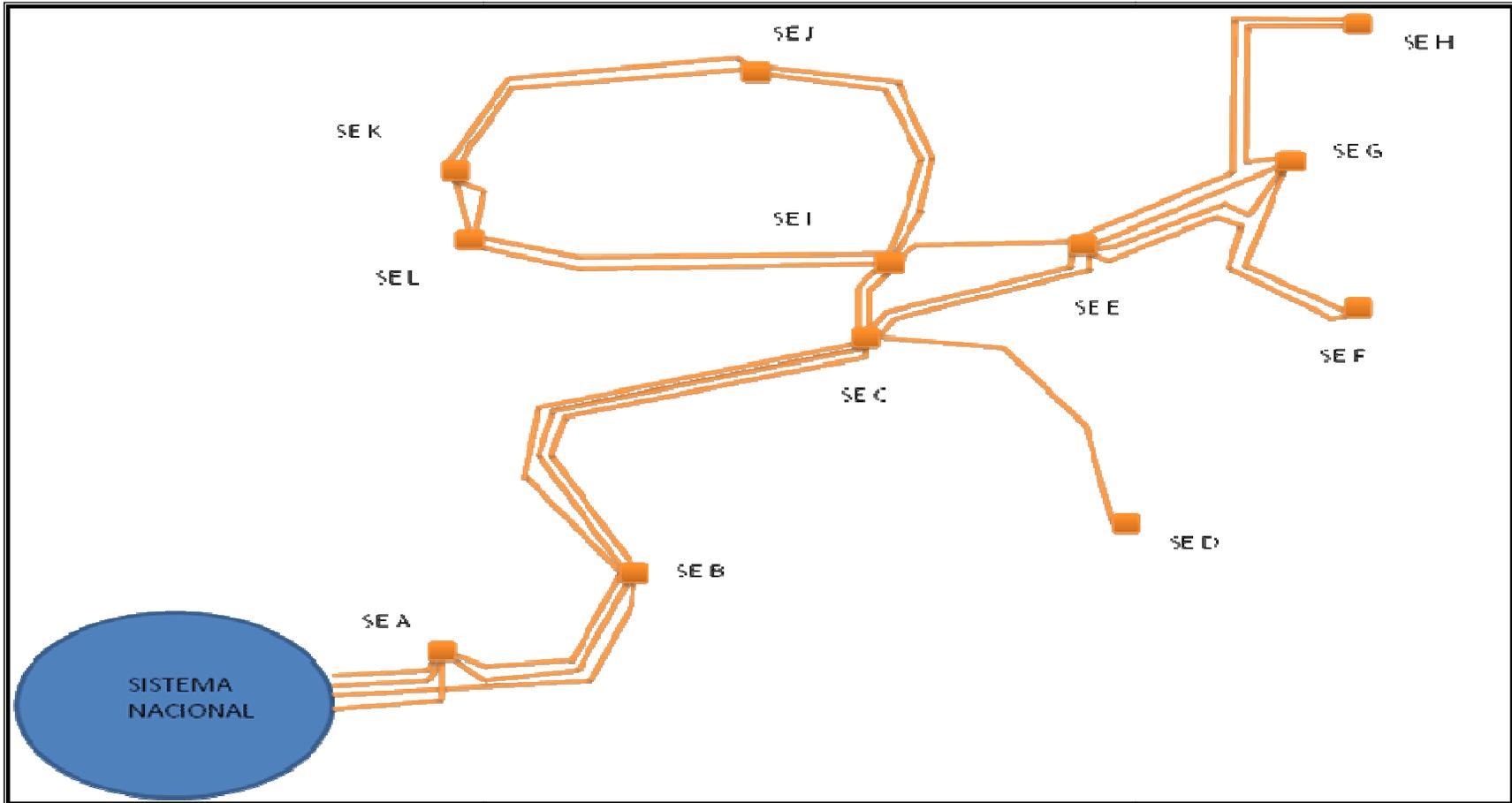


Figura 2-8.Sistema interconectado de transmisión a estudiar (SE=Subestación)

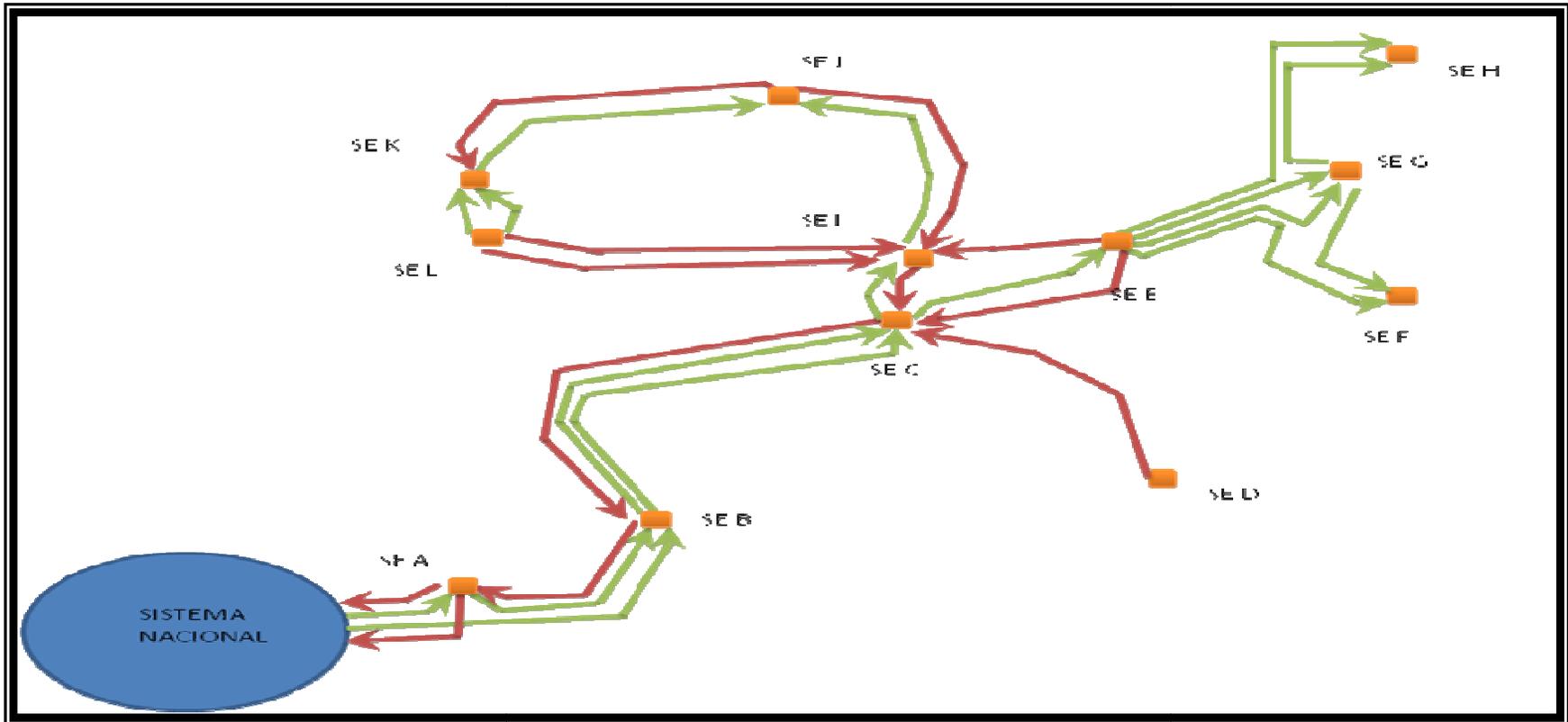


Figura 2-9. Condiciones normales de flujo de energía

(rojo= flujo saliente, verde= flujo entrante)

El comportamiento de los flujos de potencia en esta red varía de acuerdo a las necesidades de las cargas asociadas, en la figura 2-9 se muestra una condición cotidiana en donde podemos observar que dos líneas que enlazan hacia el sistema nacional se encuentran con flujos salientes y las otras dos con flujos entrantes, esto se debe a la combinación entre la generación de energía en la red y la demanda del sistema ,cabe mencionar que pudiera darse el caso donde las cuatro líneas cuenten con flujos entrantes o salientes debido a la falta de generación dentro de la red o en algún punto del sistema nacional.

2.3 Estabilidad en redes eléctricas

Una red eléctrica se considera que es segura cuando ésta puede soportar perturbaciones inesperadas. La seguridad implica que el sistema como tal permanecerá intacto después de salidas o fallas ocurridas en el sistema o en los equipos. A esto se conoce también como confiabilidad dinámica.

Todos los equipos eléctricos tienen límites en corriente y voltaje; si estos límites son excedidos, los dispositivos de protección automáticamente o los operadores del sistema manualmente los desconectan del sistema. De otra forma, los componentes pueden también fallar en una mala operación o daño debido a fuego, clima, bajo mantenimiento o un diseño incorrecto o un mal ajuste de parámetros; el resultado puede ser catastrófico y repercutir con fallas que alcancen a otros componentes de la misma subestación o subestaciones colaterales. [17]



Figura 2-10. Transformador de potencia en llamas debido a una falla no librada.

La falla de los componentes causan transitorios en los cuales los flujos de potencia son redistribuidos a otros componentes de acuerdo a las leyes de circuitos, así como por automatismos y reconfiguraciones manuales.

Los transitorios y reajustes del sistema pueden ser locales o pueden involucrar componentes que se encuentran lejos del lugar; así que la desconexión o falla de un componente puede efectivamente incrementar la carga de muchos otros componentes a través de la red, con posibilidad de causar un apagón en cuanto el disparo inicial es seguido por una cascada de eventos.

La interacción entre eventos puede llevar a fallas en cascada, lo cual sería más probable cuando los componentes que se encuentran involucrados están en ese momento transmitiendo una gran carga de energía eléctrica. Por ejemplo si una línea de alta tensión se encuentra transmitiendo con mayor potencia y en ese momento sucede una falla sobre ésta, se producirá un transitorio mayor al redistribuir la potencia a otros componentes, lo cual podría hacer operar las protecciones de los componentes más cercanos contra la sobrecarga que se incorpora. Si las líneas cercanas se encuentran operando muy cerca de sus valores margen, éstas no podrán tolerar más que una pequeña carga antes de que las protecciones operen, por lo cual el sistema eléctrico se empieza a convertir inestable dejando a los operadores del sistema muy pocas opciones a llevar a cabo.

Por lo anterior, para realizar estudios del comportamiento en las redes eléctricas, los especialistas en sistemas de potencia se apoyan en simulaciones de estabilidad para determinar la capacidad de soportar contingencias en estos enormes sistemas; estos estudios requieren de muchas corridas para distintas configuraciones de la red, diversos niveles de carga y tipos y localizaciones de perturbaciones. Derivado de esto, las líneas de transmisión se operan a un porcentaje menor al 100% de la energía que pudieran transmitir, e incluso puede llegar hasta el 50% ya que ante una perturbación o pérdida de alguna línea, ésta debe ser capaz de transmitir la energía liberada por la otra línea.

Un procedimiento que se ha seguido en el desarrollo del análisis dinámicos es separarlo en dominios, sobre la base de los tiempos de respuesta propios de los elementos, para cada evento o incidente de interés para el estudio que se esté considerando; a manera de ejemplo: una descarga atmosférica provoca una rotura del dieléctrico, lo que hace disparar los interruptores de la línea con falla, modificando la topología o configuración de la red eléctrica. Todo fenómeno se lleva a cabo entre una o dos décimas de segundo, y ni el humano, ni la caldera, ni la columna de agua de una unidad hidroeléctrica, ni los gobernadores de las turbinas se percatan del incidente. La respuesta dinámica ante perturbaciones del sistema eléctrico se obtiene de las ecuaciones de movimiento de los componentes. Para el estudio de estabilidad transitoria, el interés se centra en analizar la capacidad que presente el sistema eléctrico de permanecer operando en sincronismo al ocurrir perturbación severos, tales como fallas que resultan en disparos de líneas o transformadores, perdida repentina de unidades generadoras o de cargas grandes, y cambios de configuración.

Consideremos como perturbación un cambio repentino o una secuencia de cambios en uno o más de los parámetros del sistema. [17]

2.3.1 Controles discretos suplementarios

La búsqueda de mecanismos para mejorar el margen de seguridad de los sistemas de potencia ha sido una labor continua. A dichos controles se les conoce como: "Controles discretos suplementarios", y tienen la finalidad de lograr que un sistema de potencia tienda a una condición de operación estable después de haber sufrido una perturbación

Para las líneas de alta tensión se emplean los controles de apertura y recierre los cuales tienen por objetivo restablecer la topología del sistema y recuperar su estabilidad ante una perturbación; el principio de operación de este control se basa en la naturaleza transitoria de la mayoría de las fallas. Cuando ésta es detectada la filosofía de protección buscará aislar el área con problemas independientemente del tipo de falla que se presente; si el esquema aplicado actúa correctamente la falla se libera y empezará el tiempo de recierre el cual enviará la orden del cierre al interruptor haciendo que el sistema recobre su topología inicial, en caso de que la falla haya desaparecido la operación del sistema seguirá en su estado estable, en caso contrario el interruptor se volverá a abrir por parte de las protecciones y volverá a correr el ciclo del recierre, la aplicación de este esquema se realiza hasta un máximo de 4 veces según sea los ajustes programados en los equipos.

En sistemas longitudinales no es recomendable el recierre automático dado que existen muchas líneas que segregan la operación del sistema en islas eléctricas y el recierre requiere verificar el sincronismo entre estas islas antes de una reconexión, sin verificación se puede presentar una operación inadecuada, fuera de sincronismo, que es indeseable y puede aumentar el problema de inestabilidad.

Una clase especial de recierre es el del tipo monopolar, el cual se basa en que la mayoría de las fallas que ocurren en las líneas de transmisión son de una fase a tierra, y estas tienen naturaleza transitoria. Con base en lo anterior se han desarrollado diseños para efectuar la operación sobre la fase fallada y dejar conectadas las otras dos fases del sistema, logrando una mayor continuidad en el suministro eléctrico. Los arreglos de subestaciones normalizados en CFE establecen el uso de este tipo de esquemas para subestaciones de 230 kV y 400 kV.

En las subestaciones existe también el automatismo conocido como "DAC", el cual realiza la desconexión automática de carga y tiene la filosofía de evitar la pérdida de sincronismo del sistema por medio de la desconexión de cargas, considerando que es preferible afectar el servicio de algunos usuarios en forma controlada, que llegar al colapso del sistema en donde se afecta a todos los usuarios en forma indiscriminada. Este corte de carga es un control secundario que se debe utilizar como última defensa del sistema para evitar un colapso generalizado. El objetivo de este control puede ser restablecer el balance carga-generación cuando se tienen pérdidas de generación, o para controlar los flujos de potencia en enlaces de transmisión críticos, como los enlaces entre sistemas que alimentan regiones diferentes, o para mantener el control de voltajes en secciones radiales del sistema. [17]

2.3.2 Compensación de reactivos en el sistema eléctrico de potencia

2.3.2.1 Compensación a través de Reactores y Capacitores

Una de las aplicaciones más importantes de los bancos de capacitores en los sistemas eléctricos de potencia es la corrección del bajo factor de potencia³ en las redes de distribución, así como en instalaciones industriales, compensando las cargas de naturaleza inductiva como motores, transformadores, etcétera, con esto se logra mejorar la capacidad para transmitir potencia activa a través de las líneas de distribución, así como aumentar la capacidad de los transformadores, y muy importante la regulación de voltaje en los sitios de consumo donde se tiene bajo voltaje, mejorando de esta forma la calidad de energía [49,50] entregada.

Los reactores tienen la finalidad de absorber la energía sobrante de un sistema eléctrico y compensar el factor de potencia³ obtenido por los efectos capacitivos en líneas de transmisión largas, donde el aire actúa como dieléctrico.[18,40]

2.3.2.2 Compensador Estático de Var

El avance tecnológico en la electrónica de potencia en las últimas dos décadas ha permitido extender la aplicación de dispositivos electrónicos en los sistemas eléctricos de potencia. Esto ha propiciado el desarrollo de equipos que permiten controlar los flujos de potencia en la red eléctrica, con el fin de utilizar de mejor forma la capacidad individual de transporte de energía.

El Compensador Estático de Var [50] combina la funcionalidad de los bancos de capacitores y reactores a través de la electrónica de potencia para ingresar al sistema los reactivos necesarios y así mantener la estabilidad ante alguna contingencia en las líneas de transmisión sin que las plantas de generación sean afectadas en su funcionamiento. Estas contingencias pueden ser: fluctuaciones inaceptables de voltaje, colapsos en la frecuencia del sistema, disminución en la capacidad de transmisión, variación del factor de potencia.

Para evitar dichos problemas, los compensadores Estáticos de Var tienen la función de generar oscilaciones de amortiguación a distintas frecuencias debajo de la frecuencia nominal para satisfacer la demanda de reactivos, evitando de esta forma los colapsos de tensión y el mejoramiento en la transmisión de energía llegando incluso a estar cerca de los límites térmicos permitidos en la línea y sobretodo mejorando la calidad de energía entregada a los consumidores. [18,40,49]

³ Potencia en términos de energía es "la cantidad de energía consumida o generada por unidad de tiempo" ésta puede ser activa (Watts) que es energía que realmente se consume por las cargas, reactiva (Var) es desperdiciada debido a la naturaleza de las cargas (capacitiva o inductiva), o aparente (VA) valor total que pudiera generarse o ser consumido. El factor de potencia es el parámetro eléctrico que nos indica la cantidad de energía que se transforma en trabajo útil, se obtiene de la relación entre potencia activa y potencia aparente. Si su valor es cercano a uno, significa que la potencia consumida será mejor aprovechada por la carga sin pérdidas considerables, lo anterior sucede cuando las cargas son resistivas.

3 Probabilidad y métodos de análisis de confiabilidad

3.1 Conceptos básicos de probabilidad

Los métodos cuantitativos de confiabilidad de sistemas deben cubrir dos aspectos: (1) representar las combinaciones de fallas que llevan a un evento indeseado, y (2) cuantificar correctamente esas combinaciones para obtener una métrica de riesgo útil; los métodos que se presentan al final de este capítulo emplean diferentes estrategias para cumplir ambos objetivos.

Empecemos por definir probabilidad, para lo cual hay que definir que es un evento, empezando con la definición de experimento.

Se define como experimento aleatorio cualquier proceso de observaciones cuyos resultados no son determinísticos, es decir, que existe más de un resultado posible. Es el típico caso del lanzamiento de un dado.

El experimento puede repetirse un número arbitrario de veces y el resultado de cada ejecución depende del azar, es decir, de circunstancias que no podemos controlar, y por lo tanto impredecibles.

Cada ejecución del experimento se llama intento y tiene asociado un resultado, el conjunto con la totalidad de los resultados posibles de un experimento recibe el nombre de espacio muestral \mathcal{U} . Cada resultado posible se llama elemento del espacio muestral, y los espacios muestrales pueden contener un número finito o infinito de elementos.

En general, no queremos saber el resultado de cada intento, sino que nos interesa saber si éste pertenece a un conjunto de resultados de interés "E".

El conjunto de resultados que no forman parte del evento E se llama complemento de E, y se denota como E^c .

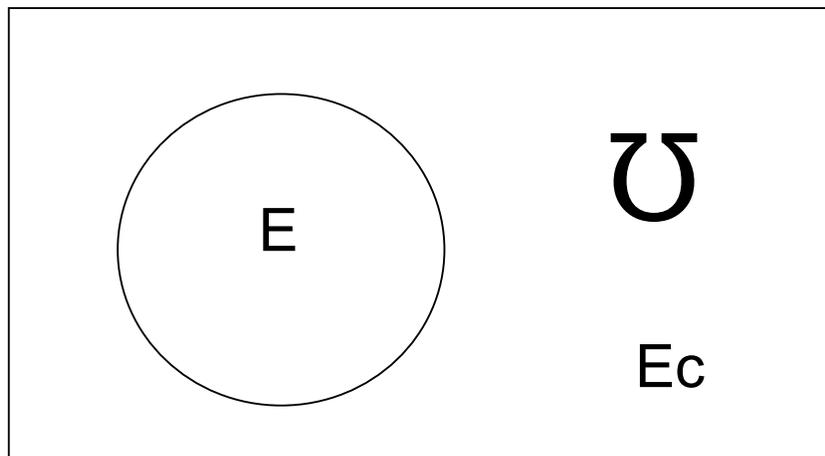


Figura 3-1. Espacio muestral \mathcal{U}

Dado esto, se puede postular que para un evento E en un experimento aleatorio existe un número $P(E)$ tal que la frecuencia relativa de E en un número grande de intentos es aproximadamente igual a $P(E)$, la cual se conoce como probabilidad del evento E.

Lo anterior puede sustentarse ya que la mayoría de los experimentos aleatorios muestran estabilidad en sus frecuencias relativas cuando se realiza una gran cantidad de experimentos. [16]

3.2 Variable aleatoria

Considérese un sistema que puede caracterizarse por estar en cualquier conjunto de estados previamente especificado. Suponga que el sistema evoluciona o cambia de un estado a otro a lo largo del tiempo de acuerdo a una cierta ley de movimiento y sea X_t el estado del sistema al tiempo t. Si se considera que la forma en la que el sistema evoluciona no es determinista, sino provocada por algún mecanismo azaroso, entonces puede considerarse que X_t es una variable aleatoria para cada valor del índice. Se llama variable aleatoria o estocástica aquella variable que se obtiene de mediciones en algún tipo de experimento aleatorio, es decir, a toda aplicación que asocia un número real a cada elemento del espacio muestral Ω de un experimento. [25,3]

$$X: \Omega \rightarrow \mathbb{R}$$

Los valores de una variable aleatoria pueden representar los posibles resultados de un experimento aun no realizado, o los posibles valores de una cantidad cuyo valor actualmente es incierto.

Existen variables aleatorias discretas y continuas. Si puede tomar sólo un número limitado de valores o números con valores contables entonces es una variable aleatoria discreta. Por otro lado, si puede tomar un número infinito de valores dentro de un intervalo dado, entonces se trata de una variable aleatoria continua [16,3]. La Figura 3.2 muestra un ejemplo para los posibles valores de una variable aleatoria x.

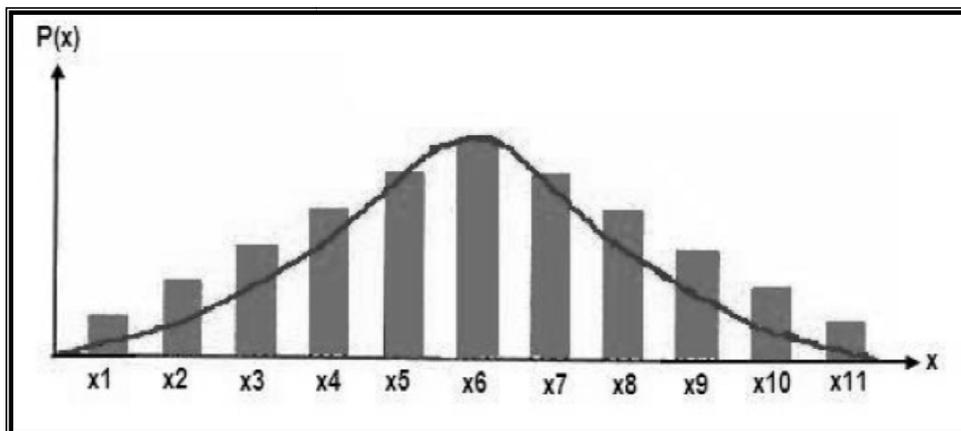


Figura 3-2. Valores posibles para una variable discreta y una variable continua

3.3 Distribuciones de probabilidad

En un estudio los datos pueden ser recolectados de forma empírica, por experimentos o pueden utilizarse bancos de datos, éstos deben ser analizados y evaluados para lo cual se utilizan las funciones de densidad de probabilidad y las funciones de distribución de probabilidad, para una variable aleatoria continua real tenemos que su distribución es una función que asigna a cada valor x la probabilidad de que la variable aleatoria X sea menor o igual que x :

$$F(x) = P[X \leq x] \quad \text{Ec. 3.1}$$

La distribución de probabilidad se conoce también como función de distribución acumulada, ésta se obtiene ordenando los valores de la variable aleatoria en forma ascendente o descendente y relacionarlo con el valor de probabilidad de ocurrencia. Una característica es que ésta incrementa desde un valor cero hasta llegar a la unidad, tomemos de ejemplo que la variable aleatoria sea el tiempo t y que tenemos una maquina eléctrica en $t=0$, entonces la probabilidad de falla en $t=0$ será cero, conforme el tiempo se incrementa la probabilidad tenderá a la unidad, por lo tanto es una medida de la probabilidad de falla en función del tiempo, en la figura 3-3 se ilustra una gráfica de este tipo de función para una variable aleatoria continua.[16,3]

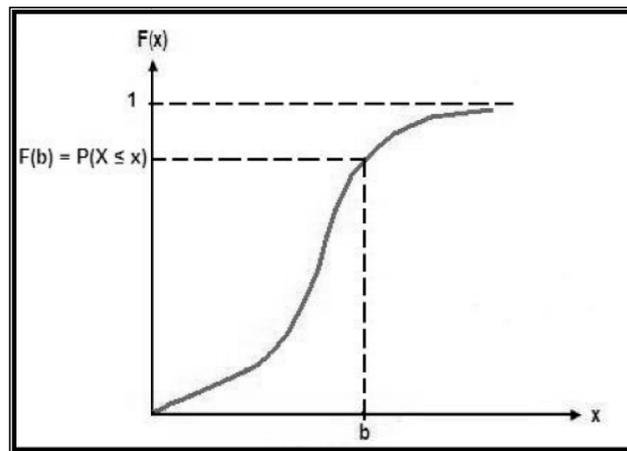


Figura 3-3. Función de distribución de una variable aleatoria continua.

En estudios de confiabilidad esta función de distribución de probabilidad es conocida como la función de distribución de falla o como la distribución acumulativa de falla designada como $Q(t)$. En muchos ejemplos prácticos frecuentemente se requiere saber la probabilidad de supervivencia o confiabilidad $R(t)$ y no la de falla, sin embargo ésta es el complemento de la probabilidad de falla la cual podemos observar hipotéticamente en la figura 3-4 y lo definimos como :

$$R(t) = 1 - Q(t) \quad \text{Ec. 3.2}$$

así mismo con la derivada de la probabilidad acumulativa de falla $Q(t)$, obtenemos la función de probabilidad de densidad $f(t)$

$$f(t) = \frac{d}{dt}Q(t) \quad \text{Ec. 3.3}$$

por lo cual obtenemos que

$$R(t) = 1 - \int_0^t f(t)dt \quad \text{Ec. 3.4}$$

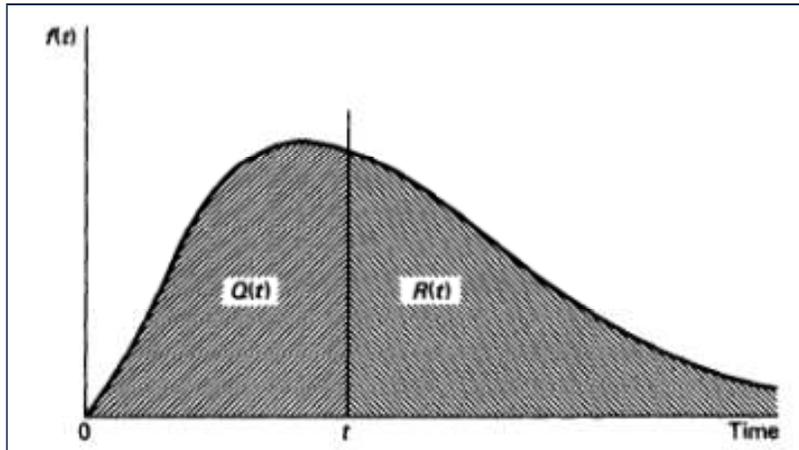


Figura 3-4. Hipotética función de densidad de falla

Igualmente, para una variable aleatoria continua real x existe una función de densidad de probabilidad $f(x)$ tal que la distribución de probabilidad se puede expresar como:

$$F(x) = \int_{-\infty}^x f(x) dx \quad \text{Ec.3.5}$$

de modo que:

$$f(x) = \frac{d}{dx} F(x) \quad \text{Ec.3.6}$$

Así, la función de densidad de probabilidad, debe obedecer dos principios:

$$1. \int_{-\infty}^{\infty} f(x)dx = 1 = \int f(x)dx \quad \text{Ec.3.7}$$

$$2. f(x) > 0 \forall x \quad \text{Ec.3.8}$$

Igualmente, de la definición de $F(x)$ y $f(x)$, la probabilidad de que la variable aleatoria x se encuentre entre dos valores intermedios a y b se obtiene como:

$$P(a \leq x \leq b) = \int_a^b f(x)dx \quad \text{Ec.3.9}$$

Gráficamente la función de densidad de probabilidad de una variable aleatoria continua se ilustra en la Figura 3-5.[16,3]

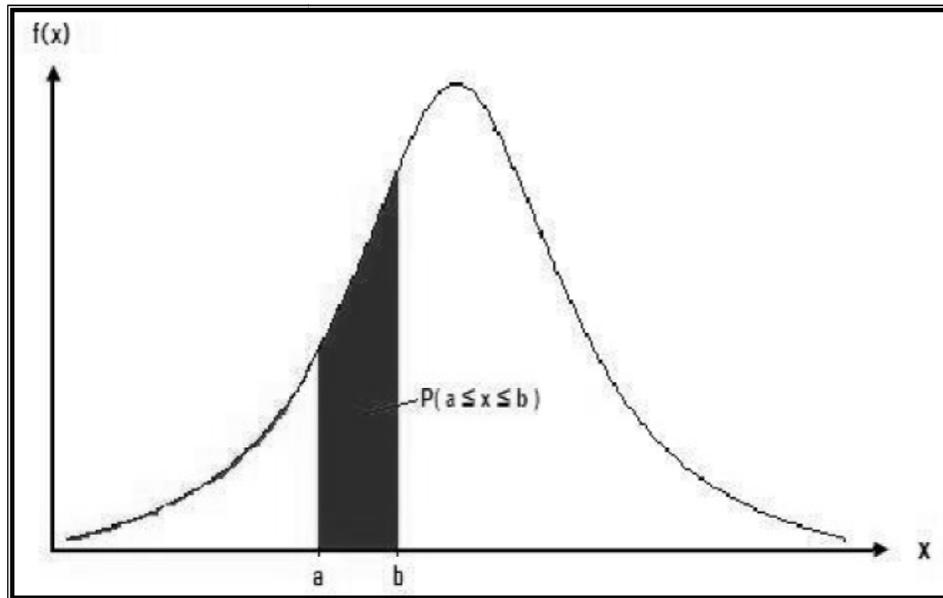


Figura 3-5 Función de densidad de probabilidad de una variable continúa real

Una interpretación útil de la función de densidad de probabilidad $f(x)$, corresponde directamente a su definición como derivada de la distribución de probabilidad Ec. 3.3.

Tomando un intervalo Δx de valores de la variable aleatoria X , la probabilidad de que x esté entre x y $x+\Delta x$ está dada por:

$$P(x \leq X \leq x + \Delta x) = \int_x^{x+\Delta x} f(u)du \quad \text{Ec. 3.10}$$

Si Δx es muy pequeño, tenemos que aproximadamente:

$$P(x \leq X \leq x + \Delta x) = f(x)\Delta x \quad \text{Ec. 3.11}$$

Dividiendo entre el intervalo Δx , asumiendo que $\Delta x \ll x$, y reordenando, se obtiene que:

$$f(x) = \frac{P(X=x)}{\Delta x} \quad \text{Ec. 3.12}$$

Esto es, $f(x)$ es la probabilidad por unidad de medida de que la variable aleatoria X tome un valor alrededor de x . Esto es evidente matemáticamente, ya que la densidad de probabilidad es la derivada de la distribución de probabilidad, y por lo tanto representa la pendiente de la distribución para cada valor x de la variable aleatoria X .

3.3.1 Familias de distribuciones de probabilidad

Entre los tipos de distribuciones de probabilidad más utilizadas en el comportamiento de las variables aleatorias podemos mencionar las siguientes familias:

- Distribución de probabilidad exponencial
- Distribución de probabilidad Lognormal
- Distribución de probabilidad Weibull
- Distribución de probabilidad Gamma
- Distribución de probabilidad Normal

Las distribuciones de probabilidad pueden representarse a través de una tabla, una gráfica o una fórmula, en cuyo caso tal regla de correspondencia se le denomina función de probabilidad.[16]

La Figura 3-6 ilustra las distribuciones de probabilidad mencionadas anteriormente haciendo una comparación entre ellas.

Entre estas familias, la más relevante para el presente trabajo es la distribución exponencial, la cual se describe a continuación.[35]

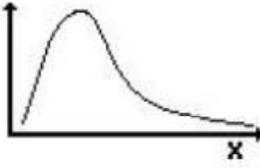
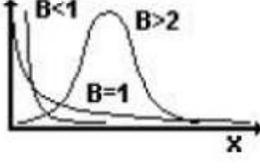
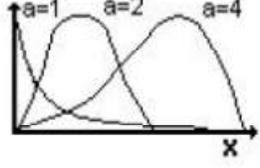
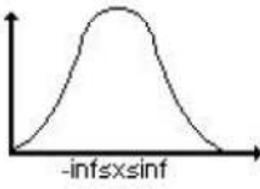
DISTRIBUCION DE PROBABILIDAD	FUNCIÓN DE DISTRIBUCION DE PROBABILIDAD f(X)	VALOR ESPERADO E(x)
Exponencial 	$f(X) = \frac{1}{\mu} * e^{\frac{-x}{\mu}}$	$E(x) = \mu$
Lognormal 	$f(x) = \frac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}} * e^{\frac{-(\ln(x)-\mu)^2}{2\sigma^2}}$	$E(x) = e^{(\mu + \frac{\sigma^2}{2})}$
Weibull 	$f(x) = \alpha\beta x^{\beta-1} * e^{-\alpha x^\beta}$	$E(x) = \frac{\beta}{\alpha} \Gamma(\frac{1}{\alpha})$
Gamma 	$f(x) = \frac{1}{b^\alpha \Gamma(\alpha)} x^{\alpha-1} * e^{-\frac{x}{b}}$	$E(x) = \frac{\alpha}{\lambda}$
Normal 	$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} * e^{\frac{-(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}$	$E(x) = \mu$

Figura 3-6. Funciones de probabilidad

3.3.2 Distribución exponencial

La distribución exponencial y su densidad se representan por medio de las siguientes funciones:

$$F(x) = 1 - e^{-\lambda x}$$
$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad \text{Ec. 3.13}$$

La gráfica de estas funciones se ilustra en la Figura 3-7.

Tomando como ejemplo la variable aleatoria “tiempo”, una propiedad particular de la distribución exponencial consiste en que la tasa de ocurrencia de un evento por unidad de tiempo es constante e igual a su único parámetro λ . Esto quiere decir que todo proceso en el cual los eventos ocurren a una tasa constante tendrá una distribución exponencial para el tiempo al cual ocurre el siguiente evento.

Es por esta razón que la distribución exponencial frecuentemente se usa para el análisis de eventos en el tiempo, para los cuales la tasa de ocurrencia sea razonablemente constante. Algunos ejemplos son el decaimiento de isótopos radioactivos, el crecimiento de la población de una especie, y, como se mencionó anteriormente, la falla de componentes eléctricos durante su vida útil.

El comportamiento matemáticamente sencillo de la **tasa de fallas** constante permite encontrar soluciones analíticas para:

- modelos de confiabilidad complejos en que incluyan falla y reparación
- estimación estadística de la tasa de fallas a partir del número de fallas encontrado durante un tiempo de exposición[3]

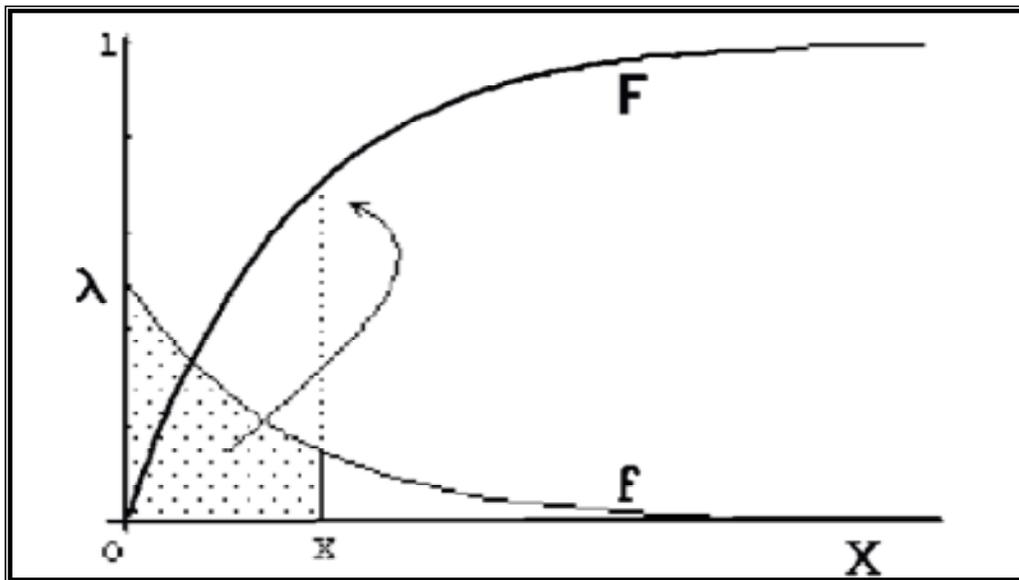


Figura 3-7. Distribución exponencial de probabilidad

3.4 Procesos estocásticos

Recordemos que una variable aleatoria es aquella que cambia de un estado a otro a lo largo del tiempo provocado por algún mecanismo azaroso X_t .

Un proceso estocástico es una colección de variables aleatorias parametrizadas por un conjunto T llamado espacio parametral y con valores en un conjunto S llamado espacio de estados, las variables aleatorias que conforman el proceso no son independientes entre sí, sino que están relacionadas unas con otras de alguna manera particular.

$$\{X_t : t \in T\}$$

El espacio parametral puede ser del tipo discreto $T=\{0,1,2,3,\dots\}$, o bien el conjunto continuo $T=[0, h)$. En el primer caso se dice que el proceso es a tiempo discreto, y en general este tipo de procesos se indican como $\{X_n : n=0,1,\dots\}$, mientras que en el segundo caso se denotará por $\{X_t : t \geq 0\}$ indicando un proceso en tiempo continuo.

Los diferentes tipos de procesos estocásticos se obtienen al considerar las distintas posibilidades para el espacio parametral, el espacio de estados, las características de las trayectorias, y principalmente las relaciones de dependencia entre las variables aleatorias que conforman el proceso, entre estos podemos mencionar:

- Proceso de ensayos independientes: el proceso a tiempo discreto $\{X_n : n=0,1,2,\dots\}$ puede estar constituido por variables aleatorias independientes. Este modelo representa una sucesión de ensayos independientes de un mismo experimento aleatorio, por ejemplo, lanzar un dado o una moneda repetidas veces.
- Proceso con incrementos independientes: Se dice que un proceso $\{X_t : t \geq 0\}$ tiene incrementos independientes si para cualesquier tiempo $0 \leq t_1 < t_2 < \dots < t_n$, las variables $X_{t_1}, X_{t_2} - X_{t_1}, \dots, X_{t_n} - X_{t_{n-1}}$ son independientes.
- Proceso estacionario: se dice que un proceso $\{X_t : t \geq 0\}$ es estacionario si para cualquier tiempo t_1, \dots, t_n , la distribución de X_t es la misma que la de X_{t+h} para cualquier $h > 0$, y entonces esta distribución es la misma para cualquier valor de t .
- Proceso de Lévy: se dice que un proceso a tiempo continuo $\{X_t : t \geq 0\}$ es un proceso de Lévy si sus incrementos son independientes y estacionario. Podemos mencionar que tanto el proceso de Poisson como el movimiento Browniano son ejemplos de este tipo de procesos.
- Proceso de Markov: estos tipos de procesos son importantes y son modelos en donde, suponiendo conocido el estado presente del sistema, los estados anteriores no tienen influencia en los estados futuros del sistema, esta propiedad se conoce como propiedad de Markov. En particular, los sistemas dinámicos deterministas pueden considerarse

procesos de Markov pues su evolución futura queda determinada por la posición inicial del sistema y una ley de movimiento específica.

- Proceso Gaussianos: se dice que un proceso de tiempo continuo $\{X_t : t \geq 0\}$ es Gaussiano si para cualesquiera colección finita de tiempos t_1, \dots, t_n , el vector $(X_{t_1}, \dots, X_{t_n})$ tiene distribución normal o Gaussiana. [25]

3.5 Metodología

Como se ha descrito en la sección de “Objetivo” de este documento, la finalidad de este trabajo es aplicar técnicas seleccionadas de análisis de confiabilidad para desarrollar un modelo con el cual se podrá obtener de forma cuantitativa la probabilidad de pérdida del sistema interconectado caso de estudio, y de esta forma saber que tan robusta puede ser la red de transmisión que está interconectada a su vez con la red nacional. De ahí la importancia del estudio, ya que de tener algún percance con las líneas de interconexión se podría llegar a producir una gran inestabilidad o colapso en el suministro eléctrico de la zona.

La metodología de este trabajo consistirá en aplicar a la red de estudio, los métodos de confiabilidad que se describen a continuación y con los resultados obtenidos en estos estudios se podrá determinar cuál de ellos es más factible de utilizar o en su caso sí podrían complementarse entre ellos.

Para el estudio se consideraran datos reales de la red, así como estadísticas del comportamiento y relación de fallas en las líneas de transmisión.

Entre las herramientas más utilizadas y desarrolladas para estudios de confiabilidad podemos mencionar los conjuntos mínimos de corte, los árboles de fallas, la simulación Montecarlo y el método de Markov, entre otros existentes. A continuación se describirá de manera breve la metodología utilizada en cada uno de los métodos mencionados.

3.5.1 Conjunto Mínimo de Corte.-

El método de conjuntos mínimos de corte (CMC) es, de los métodos mencionados anteriormente, el más sencillo de aplicar. La estrategia empleada en este método consiste en identificar las posibles combinaciones de fallas que llevan a interrumpir el proceso estudiado, por medio de una representación gráfica orientada donde se muestran los componentes que permiten el flujo de un punto a otro. Sobre esta gráfica se trazan líneas de corte transversal que pasan por los distintos componentes que podrían fallar interrumpiendo el flujo; como resultado obtenemos conjuntos de componentes que al fallar simultáneamente nos llevan a la interrupción en el suministro.

Para los sistemas eléctricos los componentes a los que se refiere el método corresponden a los equipos de la red, como subestaciones, circuitos de carga, interruptores, transformadores, cuchillas, buses, etcétera. [20]

Iniciemos con el ejemplo siguiente: consideremos que tenemos un sistema cualquiera que suministra energía del punto A al punto E a través de los puntos B,C,D con trayectorias de flujo dadas por 1,2,3,4,5, como se indica en el diagrama de la figura 3-8:

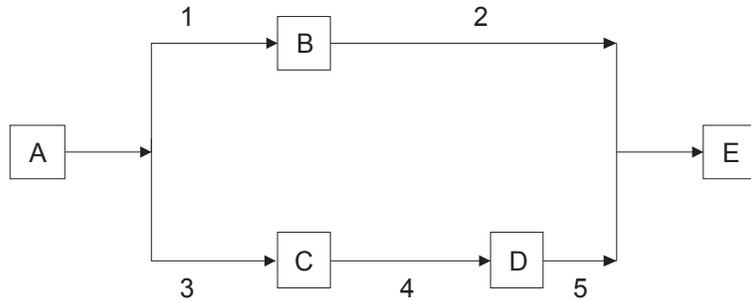


Figura 3-8. Sistema de Estudio

Para aplicar el método realizamos cortes al sistema a través de líneas de tal forma que corten los flujos del punto A al punto E y se observa que líneas cortan en dos puntos del sistema impidiendo de esta forma el suministro de energía.

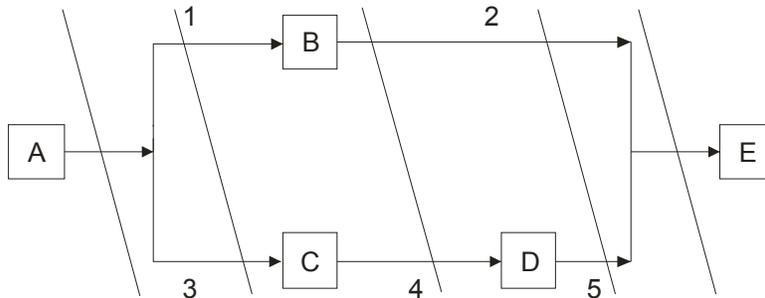


Figura 3-9. Sistema de Estudio-Cortes1

El flujo podrá transmitirse a través del camino realizado por ABE o ACDE, sin embargo la combinación de fallas en los flujos: 1-3, 2-4, 2-5 propiciaría la pérdida del flujo a su destino final.

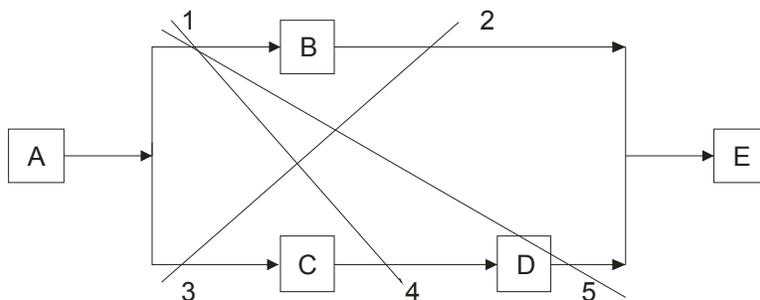


Figura 3-10. Sistema de Estudio-Cortes2

Asimismo las combinaciones de fallas en los flujos: 1-4, 1-5, 2-3 propiciarían también la pérdida del flujo a su destino final. Por lo tanto, podemos concluir que para el sistema que suministra energía desde el punto A al punto E los conjuntos mínimos de corte, es decir la combinación de fallas que deberá evitarse para continuar con el suministro de flujo de energía, serán: 1-4, 1-5, 2-3, 1-3, 2-4, 2-5. Una vez obtenidos los conjuntos mínimos de corte, como paso final aplicamos las tasas de fallas de la sección correspondiente para obtener de forma cuantitativa la probabilidad de falla del sistema representado en el diagrama. Debe destacarse que esta probabilidad puede corresponder simplemente a la fracción del tiempo que el sistema está fallado (indisponibilidad), o la frecuencia con la que el sistema cae en esa condición (tasa de ocurrencia); cada uno de éstos tiene su propia forma de realizar la cuantificación.

Observamos que las combinaciones de fallas obtenidas con este método son características del diseño del sistema analizado, por lo que no tienen por qué diferir de las que se encuentren en los siguientes métodos que se describirán, así mismo la utilización de los conjuntos mínimos de corte en sistemas eléctricos es recomendable cuando la red no presenta demasiadas mallas en las líneas ya que por su simplicidad es fácil de aplicar, en caso contrario deberá aplicarse alguna de las metodologías más sofisticadas.

Finalmente, se puede considerar los conjuntos mínimos de corte como la base para entender las técnicas de árboles de fallas [42] y simulación Montecarlo [3],

3.5.2 Árboles de Fallas.-

El análisis de árboles de fallas es un ejemplo de método deductivo. La estrategia empleada en este método para representar las combinaciones de fallas consiste en especificar primero un estado no deseado del sistema (usualmente un estado que es crítico para la seguridad), y a partir de éste se analiza el sistema en el contexto de su entorno y operación para encontrar todos los caminos creíbles en los que el evento no deseado puede ocurrir. El resultado es un modelo lógico-gráfico de las distintas combinaciones de fallas simultáneas que llevan a la ocurrencia del evento no deseado, como pueden ser: fallas de componentes, errores humanos [34] o agentes externos al equipo. Así, el árbol de fallas inherentemente busca encontrar los conjuntos mínimos de corte, pero la técnica empleada permite añadir al modelo diversas posibilidades de falla de cada componente.

Recordando que el objetivo de un árbol de fallas es representar la falla postulada del sistema en términos de las fallas de sus componentes, tenemos que [42,32]:

- las fallas de los componentes en un árbol de fallas se representan por medio de eventos, cada uno con probabilidad P y se denominan eventos básicos.

Con esto, los árboles de fallas asumen que para cada falla de los componentes es posible definir un experimento aleatorio y repetirlo un número arbitrario de veces para obtener su probabilidad.

Los eventos básicos en un árbol de fallas son eventos binarios; al asumir eventos binarios se descarta la posibilidad de cualquier otro evento en el espacio muestral de esa falla de ese componente. La definición de los eventos básicos como binarios impone una importante limitación en el modelo, ya que en principio el árbol de fallas no será capaz de representar estados de fallas múltiples o intermedios para un componente. Gracias a esta naturaleza binaria, es posible emplear las reglas del álgebra Booleana (el álgebra de 1's y 0's) para su tratamiento.[16,26]

Algunas reglas útiles del álgebra Booleana, y su equivalente en la simbología de un árbol de fallas, son:

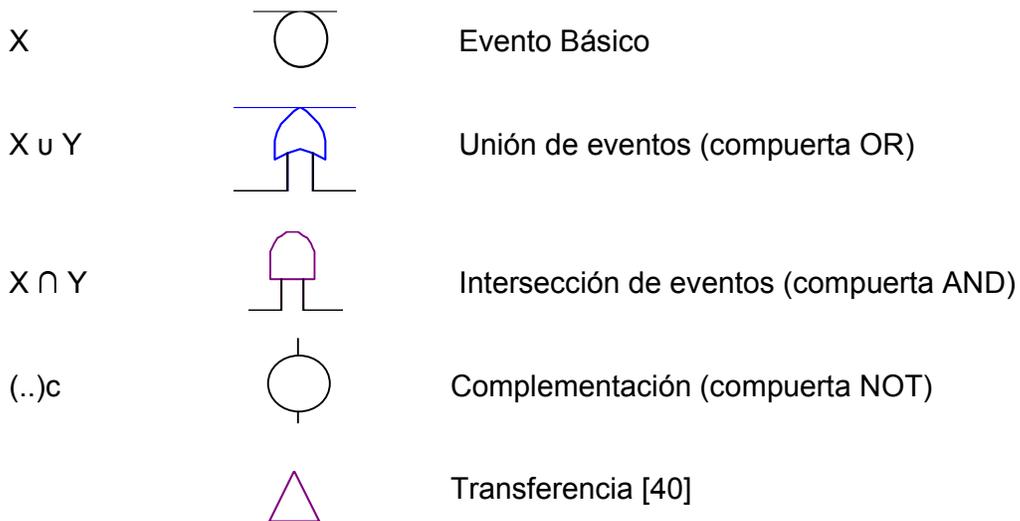


Figura 3-11. Compuertas lógicas para Árbol de Fallas

Consideremos el ejemplo citado anteriormente en la figura 3-8, en donde tenemos un sistema que suministra energía del punto A al punto E a través de los puntos B,C,D con flujos dados por 1,2,3,4,5,

Tomamos como evento tope “Pérdida en el suministro energía de A-E”, y consideramos que los flujos 1,2,3,4,5 son líneas de transmisión a través de las cuales se lleva la energía de un lado a otro. Por lo anterior consideramos como eventos básicos falla en L1, falla en L2, falla en L3, falla en L4, falla en L5. De lo anterior tendremos el siguiente árbol de fallas.

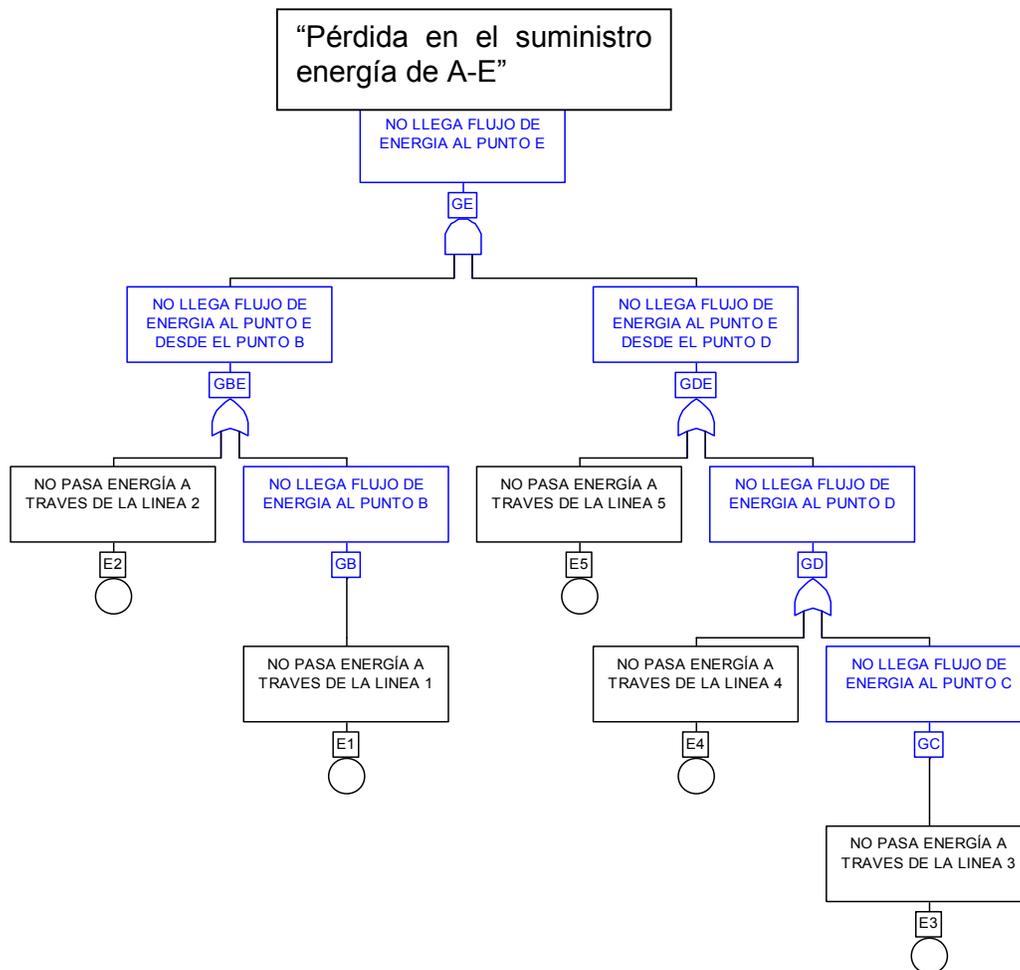


Figura 3-12. Árbol de Fallas

El árbol de fallas presentado corresponde a las siguientes ecuaciones Booleanas:

$$GE = (GBE) * (GDE)$$

$$GBE = E2 + GB; \quad GB = E1$$

$$GDE = E5 + GD; \quad GD = E4 + GC; \quad GC = E3$$

Sustituyendo GB, GBE, GC, GD, y GDE se tiene

$$GE = (E1 + (E2)) * (E5 + (E4 + (E3)))$$

Una vez obtenida la ecuación principal se aplican los teoremas del algebra booleana para reducirla teniendo:

$$GE = (E1 + E2) * (E5 + E4 + E3) =$$

$$GE = (E1*E3)+(E1*E4)+(E1*E5)+(E2*E3)+(E2*E4)+(E2*E5)$$

Obteniendo el mismo resultado que la técnica de conjuntos mínimos de corte.

Alternativamente, del árbol de fallas observamos que los conjuntos de corte serian la combinación de los eventos debajo de la rama GBE con los eventos debajo de la rama GDE, resultando: 1-4, 1-5, 2-3, 1-3, 2-4, 2-5, como se encontró arriba.

Con este método es posible generar CMC como iniciador para cuantificar frecuencias, empleando técnicas de modelado y códigos de cuantificación avanzados.

En la mayoría de las ocasiones los árboles de fallas son utilizados en conjunto con el método conocido como árbol de eventos, la metodología basada en aplicar ambos sobre algún problema de confiabilidad es conocida como Análisis Probabilístico de la Seguridad (APS) en donde el análisis de sistema tiene como objetivo principal identificar y cuantificar las causas de falla de cada sistema mitigador representando el análisis de secuencias de accidente; principalmente este método se utiliza en estudios de seguridad en plantas nucleares.

3.5.3 Simulación Montecarlo.-

El método Montecarlo fue desarrollado en los años de 40s para estudiar el transporte de neutrones en blindajes radiológicos el cual se comportan de manera aleatoria, el uso de esta simulación se difundió a una amplia variedad de campos de aplicación.[19]

La simulación Montecarlo considerada aquí corresponde más bien a una técnica de cuantificación de conjunto mínimo de corte obtenido mediante los métodos descritos arriba. La estrategia empleada se basa en la generación de números aleatorios para determinar el tiempo al cual falla y se repara cada componente, de esta forma el procedimiento determina el estado del sistema y sus segmentos en cada intervalo de tiempo para así obtener en forma artificial los índices de confiabilidad de los puntos de carga.[41,3]

Este es un método de análisis versátil dado que Montecarlo:

- Permite utilizar cualquier distribución de probabilidad para modelar los tiempos para salida y restauración de los componentes.
- Permite resolver sistemas en los cuales no existe una solución analítica.
- Permite obtener las distribuciones de probabilidad de los índices de confiabilidad de los puntos de carga, lo cual es muy útil para valorar el riesgo de que ocurran diferentes valores de los índices.

Pongamos un ejemplo; supóngase que se desea calcular el área S de la figura 3-13 que está encerrada en un cuadro de lado 10 unidades:

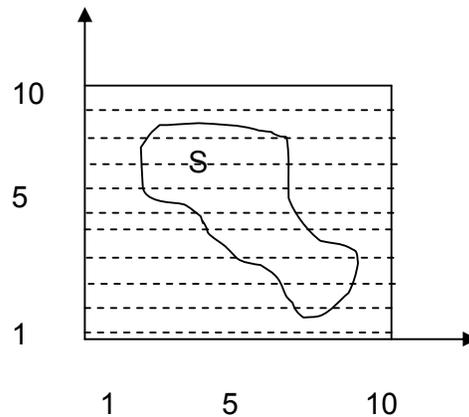


Figura 3-13. Área "S"

Se toma en el cuadrado N puntos aleatorios. Por ejemplo, con una ruleta que tenga marcados los números del 1 al 10, se determinan pares ordenados de números y se hace corresponder un punto de la figura de cada par.

Algunos puntos caerán en S, otros fuera de S. Si N' es el número de puntos que caen en S, el área aproximada será $S = N'/N$. Cuanto más grande sea N, mejor será la aproximación obtenida.

Finalmente podemos mencionar que este método se utiliza para resolver experimentalmente problemas de probabilidades (tiempo de espera, colas), así como cálculos probabilísticos de árboles de falla y en la propagación de incertidumbre por citar algunos. Por su versatilidad también se puede usar para resolver problemas que no tienen que ver con el azar, como en el ejemplo anterior y en los trabajos [36,41].

3.5.4 Procesos de Markov.-

En una red eléctrica, ya sea un sistema de distribución o de transmisión consideramos que se comportan como sistemas reparables ya que al fallar un elemento, éste es reemplazado o reparado dependiendo de la naturaleza del elemento en cuestión, de esta manera se restablece la condición de operación normal del sistema, o parte de la red afectada. Así entonces, el sistema es continuo en el tiempo, con estados discretos finitos, ajustándose muy bien a una representación por medio de procesos continuos de Markov [30,7].

Entre las clases más importantes de procesos estocásticos podemos encontrar las cadenas de Markov y los procesos de Markov, caracterizados por la propiedad de Markov, en donde un proceso estocástico $X(t)$ cuenta con esta propiedad siempre y cuando se cumpla que:

$$\text{Prob} \{X_{t+1}=j \mid X_0=k_0, X_1=k_1, \dots, X_{t-1}=k_{t-1}, X_t=i\} = \text{Prob} \{X_{t+1}=j \mid X_t=i\}$$

Es decir, la probabilidad condicional de un evento futuro dado el evento actual, es independiente de los eventos pasados [27,3].

Una cadena de Markov es aquel proceso en tiempo discreto el cual cumple con la propiedad de Markov, es decir el comportamiento o estado futuro, solo depende del estado presente y no del pasado.

Un proceso de Markov es una versión en tiempo continuo de la cadena de Markov; muchos de los modelos de estudio que se desarrollan utilizan los procesos de Markov. En nuestra aplicación a los sistemas eléctricos el método adecuado a utilizar es el de procesos de Markov debido a que los sistemas se encuentran trabajando en tiempo continuo.

Las probabilidades de transición del cambio del estado i al estado j en un paso o unidad de tiempo es decir: $\text{Prob} \{X_{t+1}=j \mid X_t=i\}$, se denominan probabilidad de transición.

El proceso de Markov estudia el comportamiento de una secuencia de estados y la probabilidad de la transición entre estos, en cada estado hay un número de posibles eventos que causan la transición. En otras palabras, el análisis de Markov analiza la tendencia del estado de un evento dependiendo del estado anterior, con esto se podría generar una nueva secuencia aleatoria pero con los eventos relacionados, los cuales serán similares a la secuencia original.

Como resultado, en este modelo de transición toma lugar puntos aleatorios en el tiempo. De estas probabilidades se obtiene una matriz con elementos p_{ij} la cual es llamada matriz de probabilidad de transición o generador donde:

$$p_{ij} = q_{ij} / \sum_{k \neq i} q_{ik}$$

$$q_{ii} = - \sum_{j \neq i} q_{ij}$$

	E_0	E_1
E_0	P_{00}	P_{01}
E_1	P_{10}	P_{11}

El proceso de Markov se apoya en gráficas dirigidas, en las cuales se representan los diferentes estados en los que podría estar un sistema, éstos son unidos entre sí a través de líneas de transición las cuales indican la probabilidad de falla o de recuperación del sistema.

Consideremos un sistema donde el estado 0 sea un estado de funcionamiento y 1 un estado de falla; tendríamos entonces representado por una gráfica de transición como la de la figura 3-14:

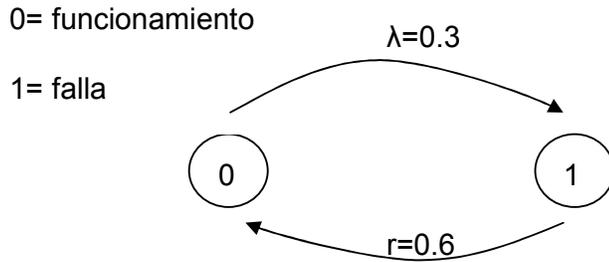


Figura 3-14. Gráfica de Transición

donde λ es la tasa de falla, la cual determina la probabilidad de que pase de un estado de funcionamiento a falla, y r la tasa de reparación, la cual determina la probabilidad de que pase de un estado de falla a funcionamiento.

En este ejercicio se trata de un solo elemento que puede tener dos estados, sin embargo, mientras se tengan más elementos va creciendo la cantidad de combinaciones de probabilidades en un orden de 2^n , para nuestro ejemplo sería $2^1=2$ si se hubieran tenido 3 elementos serían $2^3=8$ combinaciones posibles. En un sistema con 20 elementos $2^{20}=1048576$ combinaciones. Estas combinaciones son reflejadas en una matriz de probabilidad de transición o generador del orden $2^n \times 2^n$ en nuestro caso la matriz obtenida sería de 2×2 quedando:

	E_0	E_1
E_0	P_{00}	P_{01}
E_1	P_{10}	P_{11}

Para lo cual entendemos P_{00} es la probabilidad de que estando en el estado cero se quede en ese estado (funcionando), P_{01} estando en el estado cero pase al estado uno(funcionando-falla), P_{10} estando en el estado uno pasa al estado cero(falla-funcionando), P_{11} estando en el estado uno se quede en el estado uno(falla) , quedando nuestra matriz de transición como:

	E_0	E_1
E_0	0.7	0.3
E_1	0.6	0.4

Hasta este momento únicamente se ha obtenido la matriz de transición, quedando por concluir la solución de ésta, la cual se puede realizar con

diversos métodos; éstos se explicarán en el capítulo V como parte de la aplicación al caso de estudio.

El método de Markov ha sido propuesto por diversos autores reconocidos como una forma apropiada para representar la confiabilidad de redes de transmisión, contando con una solución analítica aproximada y siendo una metodología integral. Por lo tanto, el presente trabajo incluye valorar esta opción para la solución de la red de estudio a pesar de que éste alcanza rápidamente limitaciones para el análisis de sistemas eléctricos de potencia, debido a que la cantidad de estados posibles en un sistema crece dramáticamente a medida que aumenta el número de elementos que lo componen. Si la modelación de componentes considera solo dos estados para cada uno de ellos (falla y operación) el diagrama de espacio de estados contiene 2^n estados posibles. [27,31]

3.6 Comparación de Métodos

En este capítulo se dio una breve introducción a los métodos mencionados con más frecuencia en la bibliografía consultada, por lo que es conveniente comenzar a comparar estas metodologías. En la tabla comparativa 3.2 se ordenan los métodos del menos elaborado y laborioso al más sofisticado, así mismo se indican los aspectos más importantes en cada uno de ellos.

Método	Combinaciones	Cuantificación	Aproximaciones
CMC	Directa y gráficamente	Suma de los productos	$Q_{sis} = \text{Producto de } Q_{eve}$
Árbol de Fallas	Modelo lógico compacto y reducción vía SW	Suma de los productos	$Q_{sis} = \text{Producto de } Q_{eve}$ $f_{sis} = f_{ie} * \text{Producto de } Q_{eve}$
MonteCarlo	(N/A) usa CMC obtenidos de los dos anteriores	Simulación aleatoria de secuencias de tiempo y cálculo directo de sus estadísticas	Tamaño de la muestra
Markov	Modelo discreto del espacio de posibles estados del sistema	Integral de las ecuaciones de falla-renovación para las posibles trayectorias hasta el estado indeseado	Número de términos en las soluciones analíticas recursivas (serie de Taylor y "randomización"). La convergencia de la solución para sistemas reparables representa un reto; la limitante es por capacidad numérica para punto flotante (64b) al calcular términos exponenciales y factoriales.

Tabla 3.6.1 Tabla comparativa de metodologías

De la tabla 3.6.1 tenemos que:

Q_{sis} = Indisponibilidad del sistema

Q_{eve} = Indisponibilidad de cada evento

f_{sis} = frecuencia de fallas del sistema

f_{ie} = frecuencia de fallas del evento iniciador.

La suma de los productos indicada en la tabla 3.6.1 se refiere a la cuantificación final a través de la suma aritmética de las diversas probabilidades de fallas proveniente de las combinaciones lógicas de fallas de los componentes involucrados de un sistema, éstas son aplicadas en los métodos de conjunto mínimo de corte y arboles de falla. La diferencia con los arboles de fallas es que en éste se pueden tomar en cuenta combinaciones que no pueden llegar a tomarse en cuenta en el primer método. Así mismo para los árboles de fallas es necesario adicionar eventos iniciadores para obtener una frecuencia de falla final.

En el método Montecarlo la cuantificación se hace a través de la simulación en el dominio del tiempo de forma aleatoria utilizando los conjuntos mínimos de corte obtenidos en el árbol de fallas, mientras que en el modelo de Markov siendo más sofisticado se apoya en la aplicación de métodos más analíticos como la serie de Taylor[27] entre otros.

En el capítulo 5 se da una explicación más detallada de cada uno de los métodos y se indica cómo aplicarlo a nuestra red de estudio.

4 Desarrollo de datos

4.1 Recopilación de datos.

El segundo pilar sobre el cual descansa un estudio de confiabilidad son los valores de los eventos básicos utilizados para realizar el análisis cuantitativo del sistema en estudio.

En general los tiempos de falla y reparación para sistemas y componentes se comportan de manera aleatoria, y por lo tanto no tienen valores fijos. Pese a esto, los tiempos de falla pueden ser modelados usando distribuciones estadísticas ampliamente estudiadas en el campo de las matemáticas.

Recabar datos es sencillo, recabar buenos datos no lo es; en la realidad es complicado y de hecho esta actividad requiere de un plan determinado y construido cuidadosamente; un error enorme sería tomar un par de datos de un reporte, analizarlos en un paquete estadístico y a partir de allí deducir la distribución de la probabilidad de falla o reparación, y sus parámetros.

Los datos pueden provenir de varias fuentes: pruebas experimentales, experiencia operacional, juicio de expertos, etcétera, sin embargo los datos reales siempre deben ser la fuente primaria en el estudio de confiabilidad a realizar.

En la actualidad existen bases de datos publicadas [43] con la tasa de fallas de componentes aplicados y usados en la industria de procesos y eléctrica; estas recopilaciones son de gran utilidad cuando no se tienen suficientes datos reales de fallas para estimar los parámetros de la distribución, sin embargo, para un estudio en donde se esperan resultados específicos de la instalación analizada, es recomendable realizar la compilación y el estudio sobre datos reales obtenidos de la experiencia operacional.

En nuestro estudio los datos utilizados se obtienen de la recopilación y reportes realizados por personal de CFE en donde se detallan las fallas observadas en la red eléctrica de potencia, expresando las razones causantes de éstas. Las fallas consideradas corresponden a las reportadas en los años 2005, 2006, 2007, 2008 y 2009 registradas en la red de 230 kV, lo cual nos llevará a verificar la robustez de la red ante una perturbación. Cabe señalar que durante este periodo se ha tenido la construcción de subestaciones y líneas de transmisión que han venido a dar más confiabilidad y robustez al suministro de energía eléctrica en la región; de igual forma, se han venido implementando controles y arreglos diversos por parte de las diversas áreas de CFE para evitar la afectación de usuarios ante cualquier falla en la red eléctrica.

4.2 Red de estudio

Como se indicó en el capítulo 2, la red a estudiar consta de 12 subestaciones, las cuales nombraremos con las letras : A,B,C,D,E,F,G,H,I,J,K, y L. Las líneas de 230 kV que entrelazan y permiten el flujo entre estos nodos forman un total de 25 más 4 líneas que enlazan nuestra red con el sistema eléctrico nacional, el cual nombraremos como SIN. La asignación de nomenclatura que usaremos para las líneas de transmisión será la indicada en la tabla 4.2.1:

SUBESTACION	LINEAS ASOCIADAS		
SE. A			
	LT-1 SIN-A	LT-2 SIN-A	LT-3 SIN-A
	LT-1 A-B	LT-2 A-B	
SE. B			
	LT SIN-B	LT-1 B-C	LT-2 B-C
	LT-3 B-C		
SE. C			
	LT- C-D	LT-1 C-E	LT-2 C-E
	LT-1 C-I	LT-2 C-I	
SE. D			
	LT- C-D		
SE. E			
	LT1- E-G	LT2- E-G	LT- E-H
	LT- E-F	LT- E-I	
SE. F			
	LT- E-F	LT- G-F	
SE. G			
	LT- G-F	LT- G-H	
SE. H			
	LT- E-H	LT- G-H	
SE. I			
	LT1- I-J	LT2- I-J	LT1- I-L
	LT2- I-L		
SE. J			
	LT1- J-K	LT2- J-K	
SE. K			
	LT1- K-L	LT2- K-L	
SE. L			
	LT1- K-L	LT2- K-L	

Tabla 4-2.1. Nomenclatura de subestaciones y líneas

Debido a que algunas líneas cuentan con dos circuitos, se decide usar el prefijo LT1 y LT2 para estos circuitos. Asimismo, las líneas se identificaron de tal forma que la nomenclatura no se repita o se duplique; por ejemplo, LT-A-B y LT B-A son la misma por lo que utilizaremos la primera de éstas para identificarla.

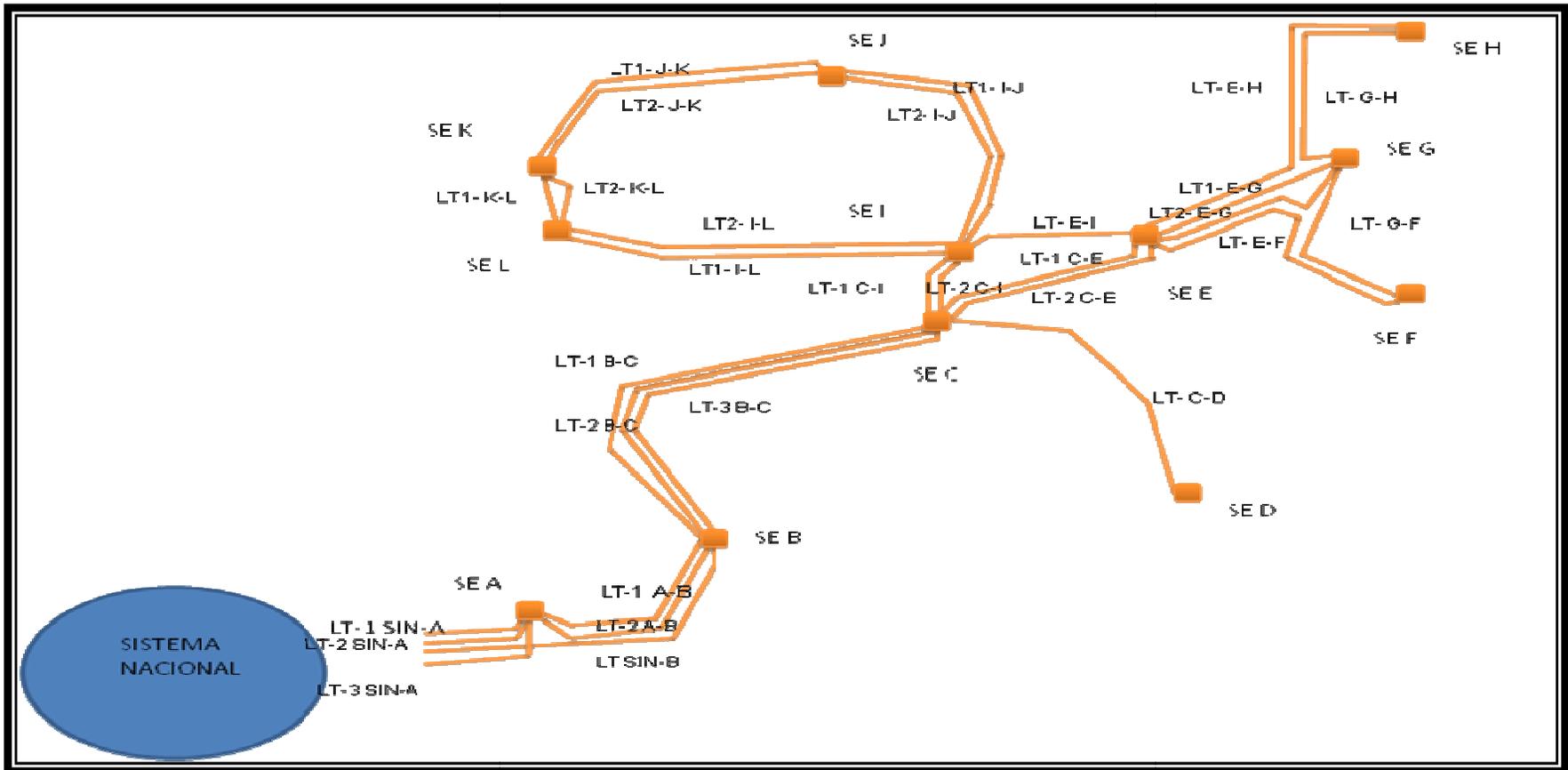


Figura 4-1. Red de estudio con nomenclatura de líneas de transmisión

Aplicando la tabla 4.2.1, el diagrama de la red queda representado en la Figura 4-1. Esta nomenclatura será utilizada para el estudio posterior, en donde podremos referirnos alguna línea o subestación en particular.

4.2.1 Análisis de datos recolectados

Es evidente que un estudio ideal implica realizarlo con datos del sistema en estudio y bajo las condiciones que rigen la operación del mismo; sin embargo, si estos datos no existen o son pobres, se podrían utilizar bancos de datos relacionados con el área de estudio. Debemos tener cuidado con este punto, ya que el tener pocos datos o ser datos recolectados falsamente o haber sido registrados de manera errónea, no llevará a buen fin el estudio de confiabilidad.

En nuestro estudio utilizaremos información real basada en reportes de los departamentos de protecciones, responsables de emitir el informe a nivel nacional de cada una de las fallas presentadas en la región a su cargo. Estos reportes se capturan mediante una aplicación de cómputo especial destinado para ello, en el cual se registra la información ingresándola en la base de datos, la cual puede ser consultada posteriormente para la impresión y seguimiento de los registros.

En la actualidad esta aplicación se ha dejado de utilizar para emigrar toda la información a una página web, a la cual se puede tener acceso, por medio de la intranet de CFE, en ésta se tienen registradas todas las fallas a nivel nacional junto con la información relacionada con cada una de éstas. Esta información incluye detalles tales como la distancia de la falla, si ésta fue transitoria o permanente, el tipo de relevador que operó, los causantes de la falla, si operó algún recierre, si hubo algún disparo transferido afectando carga de otra subestación, el tipo de equipos que se vieron involucrados, la carga afectada, etcétera. Estos reportes sirven para llevar el histórico de fallas y tomar acciones correctivas en las partes de mayor incidencia; entre estas acciones podemos mencionar el cambio de equipos con nuevas tecnologías, mejoras en técnicas de mantenimiento, y cambios en ajustes de protección.

Para nuestro caso en particular la información utilizada está basada en estos reportes de fallas los cuales nos dan la certeza de ser datos obtenidos de la experiencia operacional del sistema con comportamientos reales de las líneas y subestaciones. Los datos empleados cubren los registros durante los años 2005, 2006, 2007, 2008 y 2009 cargados en la aplicación de cómputo, por lo que se tiene un historial completo y detallado de la falla.

Como información adicional al estudio, inicialmente se presenta el estadístico de las fallas por mes, así como por tipo de equipo involucrado; con la información antes mencionada se han preparado tablas con los datos debidamente seleccionados, de las cuales se obtienen las gráficas mostradas en las Figuras 4-2 y 4-3, correspondientes a la relación de eventos ocurridos en cada uno de los meses del año respectivamente.

Como resultado podemos observar que en el período 2005 a 2009 los eventos de falla se presentaron con más frecuencia en los meses de mayo y entre los meses de agosto-septiembre.

2005-2009

ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
12	22	11	21	58	33	25	44	36	24	12	11	309

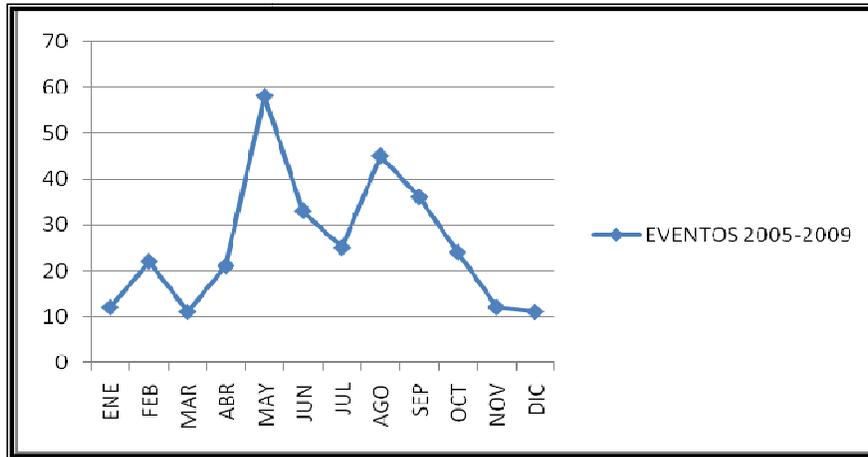


Figura 4-2. Eventos 2005- 2009

El comportamiento del sistema eléctrico de potencia durante estos meses pudiera ser consecuencia o estar ligado de cierta forma con los climas que se presentan durante estos meses en esta región, ya que en el mes de mayo se registran las más altas temperaturas, llegando a presentarse quemaduras e incendios forestales, los cuales propician fallas en las líneas de transmisión debido a la contaminación del aislamiento dielectrico en estas. Asimismo, para el caso de los meses de agosto y septiembre se tiene la temporada de lluvias y huracanes, trayendo como consecuencia la más alta incidencia de descargas atmosféricas en las líneas de transmisión, provocando de esta forma sobretensiones que llegan a generar fallas en las líneas.

Haciendo una representación de los datos anteriores en un esquema de pastel, tendríamos la gráfica que se muestra en la Figura 4-3, en donde se observa de forma porcentual los meses con más eventos ocurridos: mayo 19%, agosto 14% y septiembre 12%.

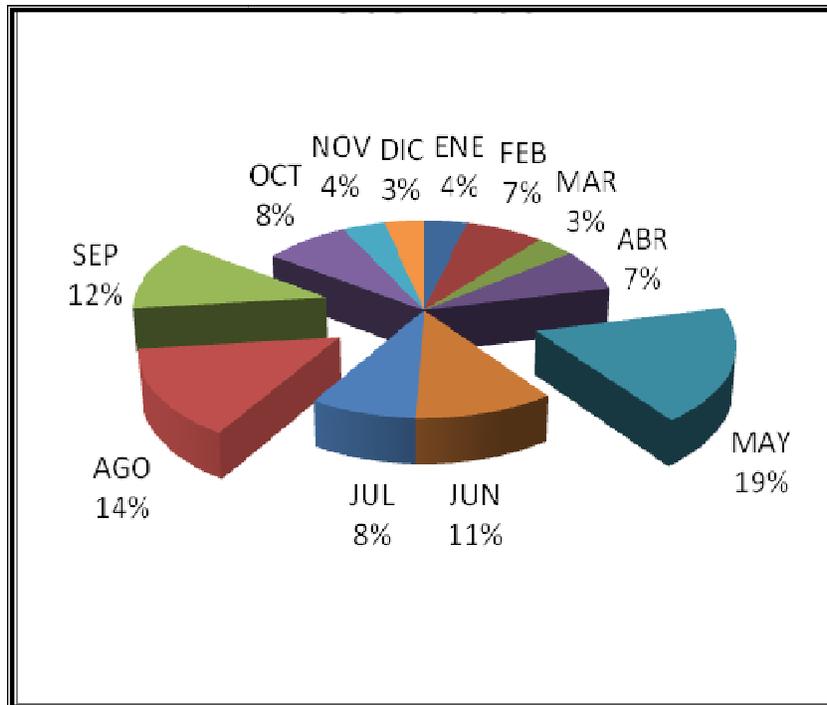


Figura 4-3. Distribución de fallas asociadas a cada mes (2005- 2009)

Los eventos estudiados se relacionan básicamente con fallas en líneas de transmisión y equipos dentro de las subestaciones; éstos provocados por causas humanas, falla en equipos por falta de mantenimiento, quemas en pastizales, disparos transferidos entre líneas, descargas atmosféricas, contaminación de aislamientos, etcétera.

El siguiente paso que realizaremos será la selección de los eventos por dispositivo o por equipos relacionados con la falla. Algunos de estos eventos pueden estar relacionados con varios equipos o incluso la falla en un equipo puede afectar el funcionamiento de una línea colateral de otra subestación afectando de esta forma con la suspensión de energía en alguna región.

De la información recolectada en los informes realizados por la CFE, las fallas son reportadas seleccionando y discriminando las ocurridas en algún dispositivo en particular que haya sido la causa fundamental en la ocurrencia del evento; esta selección se realiza discriminando si la causa del evento fue por algún equipo localizado dentro de la subestación, o si fue por alguna falla ocurrida en las líneas de transmisión.

Para nuestro estudio seguiremos la clasificación realizada por los departamentos operativos de la CFE, en donde las fallas son catalogadas de acuerdo a los equipos asociados, de la siguiente forma.

- **Accidental:** son aquellas fallas que tienen como origen errores humanos como una mala configuración, una prueba errónea, etcétera.

Estas fallas son estudiadas mediante los Análisis de Confiabilidad Humana (HRA)[34] el cual no se considera en el presente.

- **Equipo en subestaciones:** son las fallas que se presentan en el equipo menor de una subestación, como lo son apartarrayos, transformadores de Instrumentación(TC's y TP's) e interruptores; estas fallas son catalogadas en una misma sección ya que no son tan frecuentes.
- **Transformadores de Potencia:** estos equipos son los más costosos en una subestación y las fallas en éstos pueden ser tan severas que si no son libradas a tiempo por los esquemas de protecciones, los daños son muy aparatosos y llegan afectar en gran forma el desempeño de una subestación.
- **Buses:** son conocidos como las barras a través de las cuales se realizan las conexiones entre los diversos equipos de la subestacion; se considera como la peor falla que puede suceder en una subestación, ésto debido a la afectación de carga y usuarios que se presenta con la apertura de todos los interruptores asociados al bus fallado.
- **CEV-Compensador Estático de VARS:** estos equipos mantienen la estabilidad del sistema inyectando potencia reactiva capacitiva o reactiva inductiva que requiera el sistema, en caso de fallar cuando se encuentran en operación, produce inestabilidad en la red.
- **LT:** son los equipos más extensos de un sistema, ya que éstas llegan a recorrer cientos de kilometros quedando expuestas a diversas situaciones atmosféricas por lo tanto las fallas en las líneas de transmisión son las más comunes, en ésta sección se contabilizan aquellas fallas que son transitorias.

Prueba en LT: se refiere aquellas fallas permanentes que se presentan en las líneas de transmisión, éstas no pueden ser libradas y requieren la atención por personal de mantenimiento.

En las figuras 4.4 y 4.5 podemos encontrar una relación de eventos ocurridos entre los años 2005 y 2009 de acuerdo a los reportes emitidos por CFE, en donde se indica tipo de equipo relacionado con la falla.

Se puede observar claramente que en este periodo se han presentado eventos preponderantemente en las líneas de transmisión.

Eventos por equipo durante 2005-2009

Equipo de Subestación	Transformador	Bus	CEV	LT	Prueba en LT
8	28	7	8	195	63

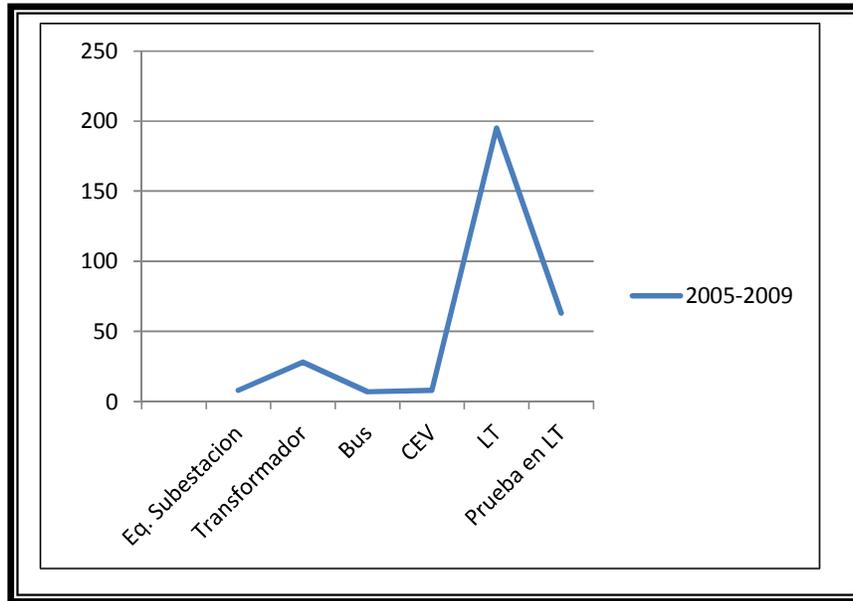


Figura 4-4. Eventos por equipo durante 2005- 2009

Haciendo una representación de los datos anteriores en un esquema de pastel, tendríamos una gráfica como se muestra en la figura 4-5, en donde se observa de forma porcentual los eventos ocurridos, de lo anterior es muy claro observar que en su mayoría las fallas se presentan en Líneas de Transmisión, con un 63 %, lo cual se debe a que éstas están expuestas en largas trayectorias a diversas condiciones ambientales y atmosféricas.

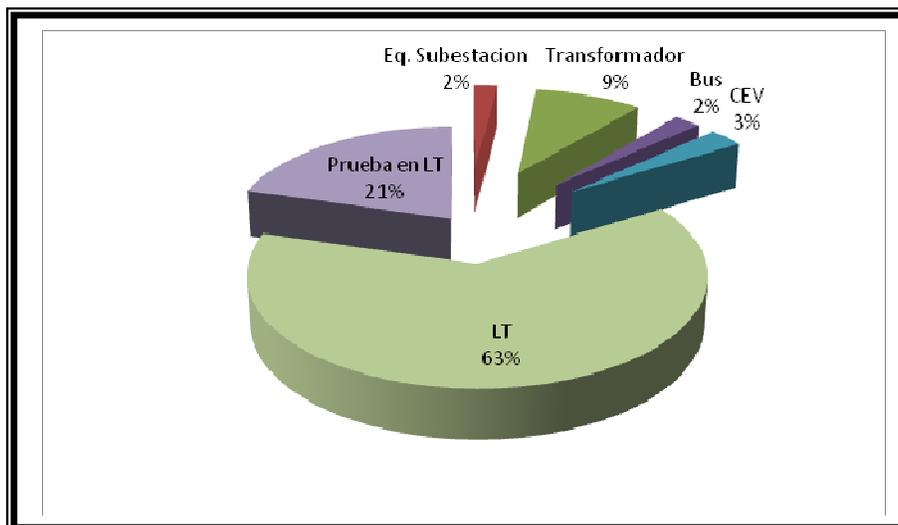


Figura 4-5. Distribución de fallas por equipo durante (2005- 2009)

4.3 Cálculo de Tasas de falla para la Red de Estudio

Para el desarrollo y estudio de los métodos aplicados a nuestra Red requerimos obtener los valores de tasas de falla de nuestras líneas de transmisión, lo anterior debido a que en éstas es donde se presentan en su mayoría las fallas que podrían provocar inicialmente fluctuaciones e inestabilidad en la red.

Para lo anterior, comenzamos con definir el tipo de falla de acuerdo a su naturaleza, éstas pueden ser del tipo transitorio o permanente. Las fallas transitorias son aquellas que pueden presentarse en líneas de transmisión con un comportamiento temporal de corta duración; éstas pueden ser provocadas por viento, quemas, ramas de árboles que tocan los conductores, etcétera, provocando como resultado la salida de la línea por actuación de protecciones. En la mayoría de los casos estas fallas se originan y desaparecen por sí solas, por lo cual se han implementado automatismos en los tableros de protecciones de las subestaciones, de tal forma que una vez detectada la falla, ésta es liberada con la apertura de la línea, después de haber pasado el tiempo programado, el automatismo cierra de nuevo la línea para continuar con el servicio de energía; el tiempo de restablecimiento se considera en promedio de 7 segundos para este tipo de líneas, lo anterior de acuerdo a los parámetros configurados por personal especialista de protecciones de la CFE en esta región.

Las fallas de naturaleza permanente son aquellas que no pueden ser liberadas debido a que se presentan de forma durable, y que únicamente pueden ser restablecidas con la intervención de personal de mantenimiento; entre las causas de estas fallas podremos mencionar las provocadas por caídas de conductores y rotura de aisladores de línea, que provocan la disminución del aislamiento dieléctrico entre los conductores y las torres. De la consulta realizada a personal especialista de la CFE, se tiene que de acuerdo a la experiencia en este tipo de fallas el tiempo de restablecimiento en promedio es de 10 horas, incluyendo el tiempo para analizar la falla, patrullar la línea fallada en búsqueda del daño ocurrido, y la reposición de los elementos dañados.

Del historial registrado en los reportes emitidos por personal de CFE en el periodo del 2005 al 2009 obtenemos la tabla 4.3.1 con el número de fallas de acuerdo a su naturaleza transitoria o permanente.

Adicionalmente, en la tabla anterior podemos observar la clasificación de las líneas de acuerdo al terreno que atraviesan en la mayor parte de su longitud, de lo cual tenemos como resultado tres regiones por donde puede pasar una línea, siendo éstas:

- a) Selva: aquellas líneas que pasan a través de ecosistemas del tipo selvático, en donde el ambiente de temperatura, humedad, y vegetación, así como la exposición a ramas de árboles y descargas eléctricas, provocan el desgaste y la fatiga de los materiales que conforman las líneas de transmisión, llevando como resultado a disminuir sus características eléctricas y con esto el aumento en la posibilidad de falla.

- b) Mar: en el territorio de estudio se encuentran regiones de costa en las cuales se tiene infraestructura eléctrica, dando como resultado la exposición de los materiales de las líneas a contaminación salina, los fuertes vientos, e incluso el efecto de las aves costeras que al colocarse sobre los cables conductores provocan el deterioro y dejan la posibilidad de provocar fallas del tipo transitorio o permanente.
- c) Ciudad: es inevitable el paso de una línea de transmisión a través de la mancha urbana, incluso en muchas ocasiones regiones consideradas del tipo selvático han sido alcanzadas por el desarrollo urbano y se han tenido que convertir de una región del tipo selva a regiones del tipo ciudad, llevando consigo todas aquellas situaciones que pueden afectar la infraestructura instalada, como lo son la contaminación ambiental y la contaminación por aves de la ciudad, llevando a disminuir los parámetros de aislamiento y con esto el incremento de fallas de cualquier tipo.

S=SELVA M=MAR C=CIUDAD		Falla transitoria	Falla permanente	Subtotal
	SE A			0
S	LT-1 SIN-A	8	1	9
S	LT-2 SIN-A	5	1	6
S	LT-3 SIN-A	5	1	6
S	LT-1 A-B	9	3	12
S	LT-2 A-B	6	3	9
	SE. B	7	2	9
S	LT SIN-B	6	2	8
S	LT-1 B-C	18	4	22
S	LT-2 B-C	9	2	11
S	LT-3 B-C	6	1	7
	SE. C	7		7
S	LT- C-D	22	2	24
S	LT-1 C-E	7	1	8
S	LT-2 C-E	1	1	2
S	LT-1 C-I	1	1	2
S	LT-2 C-I	2	2	4
	SE. D	14	2	16
	SE. E	3		3
S	LT1- E-G	4	1	5
S	LT2- E-G	8	2	10
S	LT- E-H	34	19	53
S	LT- E-I	12	1	13
M	LT- E-F	8	2	10
	SE. F	2	2	4
	SE. G			
M	LT- G-F	2	3	5
M	LT- G-H	11	2	13

	SE. H		1	1
	SE. I	5		5
C	LT1- I-J	1	1	2
C	LT2- I-J	1	1	2
C	LT1- I-L	1	1	2
C	LT2- I-L	1	1	2
	SE. J	4		4
C	LT1- J-K	1	1	2
C	LT2- J-K	1	1	2
	SE. K			
C	LT1- K-L	3	1	4
C	LT2- K-L	2	1	3
	SE. L	2		2
	SUBTOTAL	239	70	309

Tabla 4.3.1. Clasificación de falla por tipo de terreno y su duración

4.4 Obtención de Tasas de Falla

Para comenzar la obtención de las tasas de falla iniciaremos tomando en cuenta las siguientes consideraciones. En primer lugar las tasas de falla válidas para el estudio serán únicamente aquellas que sean obtenidas de fallas permanentes y no de fallas del tipo transitorio, ya que éstas no pueden ser consideradas como fallas debido a que aun y cuando presenta una interrupción, ésta es repuesta de manera tal que al final se continua con el servicio a través de la línea de transmisión.

Ahora tendremos que tomar en cuenta que aun y cuando los valores reportados por parte de la CFE cubren un periodo consideradamente largo de 5 años, esta evidencia no es suficiente para obtener la tasa de fallas para cada una de las líneas, por lo cual para nuestro estudio se tomó la decisión de obtener tasas de fallas por grupo de líneas de acuerdo al tipo de región que tiene la trayectoria de una línea. Esto tiene como resultado poner en la misma posibilidad de fallar aquellas líneas que no cuentan con reporte de fallas durante el periodo de estudio, lo cual no implica que no pudieran tenerla.

Otro factor a considerar se trata de la topología de las líneas debido a que dos o más líneas durante su trayectoria pueden ser instaladas en la misma torre y por lo tanto estar expuestas a las mismas condiciones de falla. Esta misma situación pudiera presentarse para aquellas líneas con trayectorias paralelas que no se encuentran en la misma torre. Este es un mecanismo de falla de causa común para las líneas de transmisión.

Por último, tendremos que tomar en cuenta aquellas fallas que son a consecuencia de una mala coordinación o un buen funcionamiento de los esquemas de protecciones, que pudieran liberar líneas que se encuentran en serie o en trayectorias paralelas y que son liberadas para evitar la propagación de la falla a otra región del sistema eléctrico. Este es otro mecanismo de falla de causa común para las líneas de transmisión.

4.4.1 Tasa de Falla por Región

Para la obtención de la Tasa de falla tenemos por definición que está dada por:

$$\lambda = \frac{\text{No. Fallas del equipo en el periodo de estudio}}{\text{No.Total de líneas* Periodo de estudio}} \quad \text{Ec. 4.1}$$

Esta descripción será adaptada de acuerdo a la necesidad de las fallas. Para el estudio consideramos el periodo de 2005 al 2009 expresado en términos de horas, por lo cual obtenemos que:

$$(5 \text{ años})(365 \text{ días})(24 \text{ horas}) = 43800 \text{ horas}$$

Este valor será aplicado a nuestra tabla de fallas; aplicando nuestras consideraciones mencionadas anteriormente tendremos como resultado tasas de falla del tipo permanente por región indicadas en la tabla 4.4.1.

	SELVA	MAR	CIUDAD
	No. Fallas	No. Fallas	No. Fallas
SE A			
LT-1 SIN-A	1		
LT-2 SIN-A	1		
LT-3 SIN-A	1		
LT-1 A-B	3		
LT-2 A-B	3		
SE B			
LT SIN-B	2		
LT-1 B-C	4		
LT-2 B-C	2		
LT-3 B-C	1		
SE C			
LT- C-D	2		
LT-1 C-E	1		
LT-2 C-E	1		
LT-1 C-I	1		
LT-2 C-I	2		
SE E			
LT1- E-G	1		
LT2- E-G	2		
LT- E-H	19		
LT- E-F		2	
LT- E-I	1		
SE F			
SE G			
LT- G-F		3	
LT- G-H		2	

SE H			
SE I			
LT1- I-J			1
LT2- I-J			1
LT1- I-L			1
LT2- I-L			1
SE J			
LT1- J-K			1
LT2- J-K			1
SE K			
LT1- K-L			1
LT2- K-L			1

Tabla 4.4.1 Fallas permanentes por región

De la tabla anterior y aplicando la ecuación 4.1 para tasa de fallas obtenemos los siguientes resultados, en donde para las fallas de la región Selva tenemos que han sido un total de 48 fallas en 18 líneas, para la región de Mar tenemos 7 fallas que han ocurrido en las 3 líneas de esta región, y por último tendremos para la región Ciudad 8 fallas en un total de 8 líneas; no olvidemos que estos datos son en un periodo de 5 años o su equivalente de 43800 horas; en la tabla 4.4.2 se muestran los resultados de tasa de fallas que se aplicarán por región .

				Tasa de fallas		
				Selva	Mar	Ciudad
fallas/hora	$\lambda=$			6.09E-05	5.33E-05	2.28E-05
fallas/año	$\lambda=$			5.33E-01	4.67E-01	2.00E-01
total de fallas				48	7	8
No. de líneas				18	3	8

Tabla 4.4.2 Tasas de fallas calculadas por región

4.4.2 Tasa de Falla Común por Líneas Paralelas y Esquemas de Protección

Ya se ha comentado que las fallas pueden presentarse en líneas cuyas trayectorias son paralelas, debido a estar en la misma torre o en trayectos similares, lo cual implica que en caso de suceder fallas del tipo ambiental, estaremos ante una misma posibilidad de que ésta ocurra en ambas líneas.

Asimismo, consideraremos aquellas fallas de líneas que se combinan con otros problemas en la subestación provocando la propagación de éstas a otras líneas que pueden estar en serie o en una trayectoria paralela a la fallada.

Después de haber analizado los reportes de CFE y las posibles combinaciones de líneas que pudieran caer en esta situación, tenemos los resultados de la tabla 4.4.3.

Falla común	Falla en líneas paralelas causa natural	Falla en líneas serie o paralela por protección
LT-1 A-B LT-2 A-B	0	
LT-1 A-B LT-SINB	0	0
LT-2 A-B LT-SINB	0	0
LT-1 B-C LT-2 B-C	1	0
LT-2 B-C LT-3 B-C	2	0
LT-1 B-C LT-3 B-C	0	0
LT-1 C-E LT-E-I		0
LT-2 C-E LT-E-I		0
LT-1 C-E LT-2 C-E	1	0
LT-1 C-I LT-2 C-I	0	0
LT-1 C-I LT1-C-E		0
LT-1 C-I LT2-C-E		0
LT-2 C-I LT1-C-E		0
LT-2 C-I LT2-C-E		0
LT-E-F LT-E-H		0
LT1-E-G LT2-E-G	1	
LT1-E-G LT-E-F		0
LT1-E-G LT-E-H	0	
LT1-E-G LT-G-F		1
LT1-E-G LT-G-H		0
LT2-E-G LT-E-F	0	
LT2-E-G LT-E-H		2
LT2-E-G LT-G-F		0
LT2-E-G LT-G-H		0
LT-G-F LT-G-H		1
LT1 SIN-A LT2 SIN-A	0	0
LT1 SIN-A LT3 SIN-A		0
LT2 SIN-A LT3 SIN	0	0

Tabla 4.4.3 Fallas comunes en líneas y de la combinación protección más línea

Obteniendo la tasa de fallas tenemos la tabla 4.4.4

	Falla común en líneas paralelas	Falla común por protección y líneas paralelas
fallas/hora $\lambda=$	8.78E-06	1.26 E -05
fallas/año $\lambda=$	7.69E-02	1.10E-01
total de fallas	5	4
combinaciones líneas	13	24

Tabla 4.4.4 Tasas de fallas comunes en línea y de la combinación de línea y protección

Tenemos que para las líneas paralelas la tasa de fallas se obtuvo de 5 fallas reportadas en 13 casos posibles de líneas comunes y para las fallas por protección tenemos que se han reportado 4 fallas en 24 pares posibles de líneas.

4.5 Red Troncal

Como parte de las consideraciones a tomar en nuestro estudio, debemos tomar en cuenta los aspectos relacionados con la Red Troncal, por lo cual a continuación se da una breve explicación de su importancia.

En nuestra red tenemos que existen algunas subestaciones y líneas de transmisión más importantes que otras; lo que significa que alguna combinación de fallas en estas líneas o subestaciones, podrían provocar con mayor probabilidad la inestabilidad en los otros componentes de la red.

Con esto podemos observar la importancia de tener resultados basados en la confiabilidad de las líneas que conforman esta Red Troncal y tener el cuidado de que ésta se mantenga lo más estable posible en sus condiciones de operación real.

Por lo anterior y basado en la experiencia de las fallas que se encuentran en las subestaciones y líneas que no pertenecen a la Red Troncal, se sabe que éstas no llegan a afectar el comportamiento de los demás componentes, por lo que podemos omitir estos registros de fallas y enfocarnos a las subestaciones y líneas que forman la Red Troncal que puede afectar o provocar la inestabilidad en el sistema.

En la figura 4.6 se han remarcado las líneas y subestaciones que conforman esta Red Troncal para indicar los componentes relacionados.

5 Aplicación de métodos

5.1 Aplicación del estudio

Como comentamos brevemente en el capítulo III, existen diferentes herramientas basadas en distintos métodos para el estudio de la confiabilidad. Sin embargo, para nuestro estudio hemos elegido utilizar los Conjuntos Mínimos de Corte, los Árboles de Falla, la simulación Montecarlo y los procesos de Markov, siendo este último al que le dedicaremos más tiempo ya que ha sido recomendado en gran forma por la literatura consultada para uso en redes eléctricas, pero sin que se tenga alguna aplicación completa publicada o conclusión final basada en su utilización. Una vez obtenido el resultado a través de estas metodologías podremos realizar la comparación entre ellas, siendo que los métodos más estudiados son los Árboles de Fallas y Montecarlo. En nuestro caso hemos ordenado los métodos del más sencillo al más elaborado, por esa razón al último método se le dedica más atención.

5.2 Conjuntos Mínimos de Corte

Iniciaremos con el método de conjuntos mínimos de corte. Como describimos en el capítulo III, un conjunto mínimo de corte (CMC) es de los métodos el más sencillo de aplicar, el cual consiste en una representación gráfica del flujo en el sistema donde se representan los grupos de componentes que al fallar hacen que el servicio deje de llegar al punto deseado.

5.2.1 Aplicación de la metodología

Iniciemos el estudio observando a detalle y de forma gráfica la red de estudio, para lo cual tomaremos como evento indeseado la falta del suministro de energía desde la subestación A a la subestación G.

Durante este trayecto de energía existen diversas combinaciones de fallas posibles en las líneas que pueden provocar la falta del suministro de A a G.

Para aplicar la metodología de este método la cual se determina gráficamente, trazaremos rectas sobre las líneas de la red de estudio con la finalidad de observar cuáles de ellas son tocadas de manera simultánea, indicando de esta forma que la combinación de las fallas de estas líneas provocarían el evento indeseado. En nuestra red hemos trazado 8 rectas, de lo cual obtenemos las ocho posibles combinaciones que nos llevan a la falta del fluido de energía; si tomamos de ejemplo la combinación No. 3 (CMC 3), este nos indica que la combinación de fallas en las líneas LT-1 B-C, LT-2 B-C y LT-3 B-C nos llevará a obtener el evento tope relacionado con la falta del suministro de energía de A a G. La Figura 5-1 muestra la red de estudio con los conjuntos mínimos de corte obtenidos.

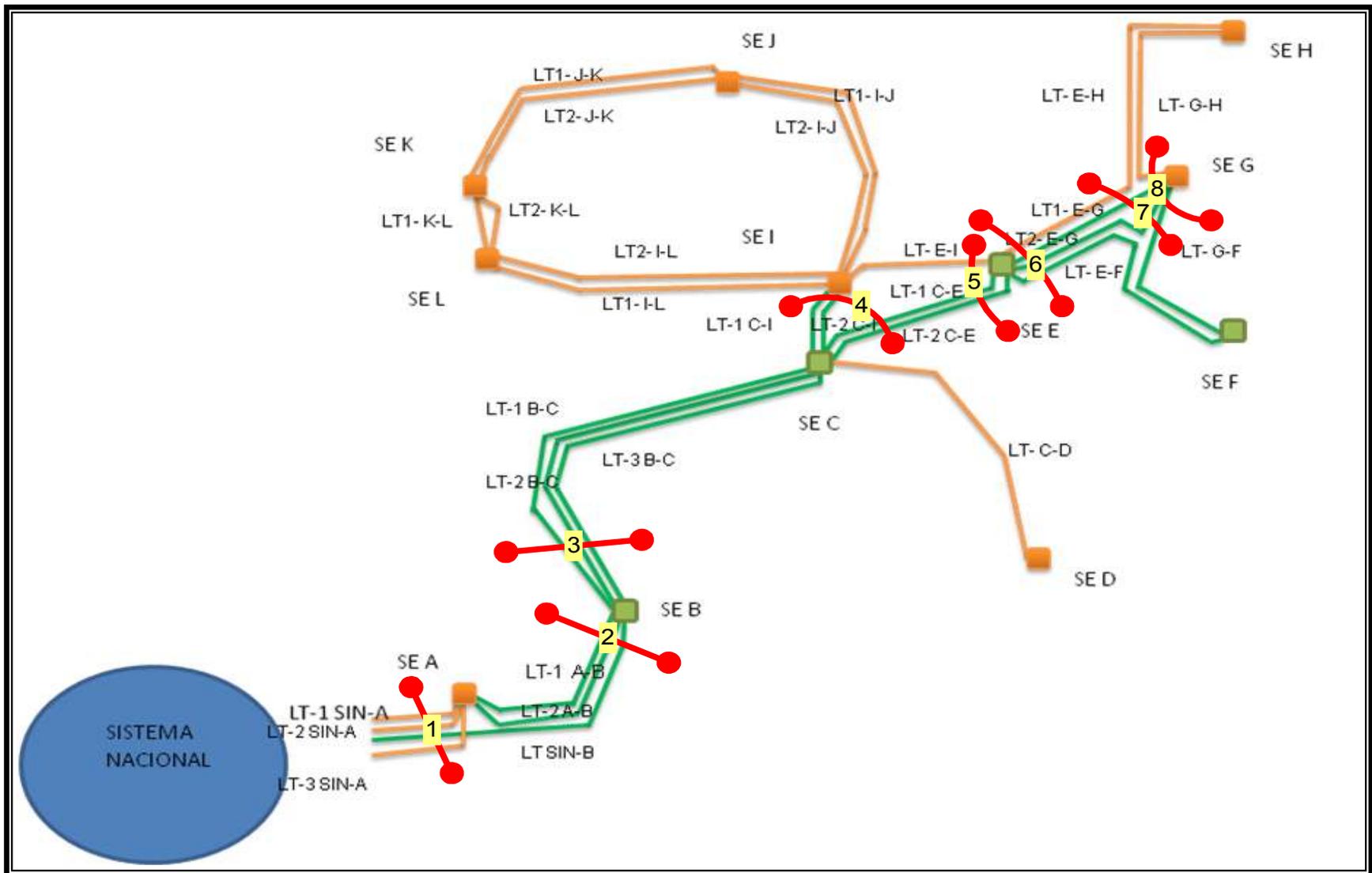


Figura 5-1 Conjuntos mínimos de corte para falta de flujo de energía de la subestación A a la subestación G

A continuación enlistamos los conjuntos mínimos de corte obtenidos con las respectivas combinaciones de elementos involucrados.

No.	Conjuntos Mínimos de Corte
1	LT-1 SIN-A, LT-2 SIN-A , LT-3 SIN-A , LT- SIN-B
2	LT SIN-B, LT 1 A-B , LT 2 A-B
3	LT-1 B-C, LT-2 B-C, LT-3 B-C
4	LT-1 C-E, LT-2 C-E, LT-1 C-I, LT-2 C-I
5	LT-1 C-E, LT-2 C-E, LT-E-I
6	LT1- E-G, LT2- E-G, LT- E-H, LT- E-F
7	LT1- E-G, LT2- E-G, LT- E-H, LT- G-F
8	LT1- E-G, LT2- E-G, LT- G-H, LT- G-F

Tabla 5.2.1 Conjuntos Mínimos de Corte de red de estudio

Recordemos que nuestro evento tope está determinado por la falla de energía a la subestación G de nuestra red troncal, por lo que para que ocurra el evento tope mencionado se tendría que cumplir con alguna de las combinaciones de fallas mostradas en la Tabla 5.2.1.

La probabilidad de falla del sistema se puede aproximar como ecuación, en términos de la probabilidad de falla de cada línea, como sigue:

$$\text{Evento A-G} = (LT-1 \text{ SIN-A} * LT-2 \text{ SIN-A} * LT-3 \text{ SIN-A} * LT- \text{ SIN-B}) + (LT \text{ SIN-B} * LT \text{ 1 A-B} * LT \text{ 2 A-B}) + (LT-1 \text{ B-C} * LT-2 \text{ B-C} * LT-3 \text{ B-C}) + (LT-1 \text{ C-E} * LT-2 \text{ C-E} * LT-1 \text{ C-I} * LT-2 \text{ C-I}) + (LT-1 \text{ C-E} * LT-2 \text{ C-E} * LT-E-I) + (LT1- \text{ E-G} * LT2- \text{ E-G} * LT- \text{ E-H} * LT- \text{ E-F}) + (LT1- \text{ E-G} * LT2- \text{ E-G} * LT- \text{ E-H} * LT- \text{ G-F}) + (LT1- \text{ E-G} * LT2- \text{ E-G} * LT- \text{ G-H} * LT- \text{ G-F})$$

Esto es, la suma de los productos de probabilidades en cada conjunto. Sin embargo, para que esta ecuación produzca un resultado significativo, la probabilidad empleada debe ser la indisponibilidad de cada línea (la probabilidad de que la línea se encuentre fuera de servicio cuando se requiere), con lo cual se obtiene una aproximación de la indisponibilidad del suministro de la subestación A a la G.

Para este método dejaremos indicados los resultados como ecuaciones, sin cuantificarlas, ya que los métodos que se mencionan a continuación basan su metodología en el desarrollo de conjunto mínimo de corte con la flexibilidad de tomar en cuenta ciertas condicionantes adicionales de importancia.

5.3 Árboles de Fallas

Ahora, como segundo método a aplicar utilizaremos los arboles de fallas. Este método si bien es sencillo, contiene cierta complejidad en relación al método de conjuntos mínimos de corte, incluso esa metodología obtiene los conjuntos mínimos de corte como parte de su metodología, ya que en un árbol de fallas se muestran las combinaciones de eventos básicos que pueden terminar en falla del sistema.

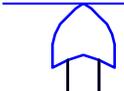
En el apéndice B se detallan y complementan los árboles de fallas para las líneas y para las combinaciones no permitidas de un evento iniciador.

5.3.1 Simbología

En esta sección ampliaremos un poco más la descripción de los símbolos mencionados en el capítulo III y que son los que usualmente más se utilizan; cabe señalar que éstos son basados en las reglas del álgebra Booleana.

X  Evento Básico

El círculo describe una falla básica que ya no requiere más desarrollo; indica que ha sido alcanzado el límite de resolución adecuado. Se cuenta con reportes de los modos de falla de componentes más comunes, aplicables a este tipo de análisis. Cada evento básico tiene una descripción y una codificación. La primera está para que el lector del árbol de fallas identifique cada evento básico y la segunda, para que los códigos de computadora identifiquen el mismo evento.

X u Y  Unión de eventos (compuerta OR)

La compuerta OR es utilizada para mostrar que el evento de falla a su salida ocurre cuando ocurre uno o más de los eventos a su entrada. A la salida de la compuerta OR puede haber un evento de falla y a la entrada cualquier número de eventos de falla o eventos básicos.

X n Y  Intersección de eventos (compuerta AND)

La compuerta AND es utilizada para mostrar que el evento de falla a su salida ocurre cuando ocurren todos los eventos a su entrada. A la salida de la compuerta AND puede haber un evento de falla y a la entrada cualquier número de eventos de falla o eventos básicos.

 compuerta ANOT

La compuerta ANOT es una combinación de una compuerta AND con una entrada negada o complementaria que indica que la lógica de fallas se invierte

en esta entrada, la lógica de esta compuerta continúa siendo la misma de una compuerta AND bajo esta consideración.



Evento intermedio

El evento intermedio es una adición documental al árbol de fallas. De esta forma, el árbol de fallas se explica a sí mismo, describiendo las fallas que pueden ocurrir a medida que navegamos flujo arriba en el sistema.



Transferencia

Este símbolo representa una compuerta de transferencia. La compuerta de la transferencia indica que la lógica se sigue desde otro lugar. La ubicación podría ser un nuevo árbol de fallas por separado, o una compuerta desde otro lugar en el árbol de la misma página.[26]

5.3.2 Aplicación de la metodología

El método de árboles de falla está basado en los fundamentos del álgebra booleana y probabilística. A continuación se indica la metodología para el planteamiento de nuestro árbol de fallas:

- Construimos el árbol de fallas considerando como nuestro evento tope la “falta de flujo de energía a la subestación G”, esto por ser la subestación más alejada de la red.
- Ahora analizaremos de derecha a izquierda la red, es decir, teniendo nuestro evento tope verificamos qué eventos provocan esta falta de flujo en la subestación. El evento tope se representa por medio de la compuerta “G-G”. Esta es un tipo especial de compuerta AND, con una rama negada, cuyo propósito explicaremos más adelante.
- Continuando por la rama izquierda, tenemos que las fallas en los flujos a la subestación G son debido a fallas en las líneas que unen esta subestación. Podemos mencionar como ejemplo la falla de la línea LT1-EG, de la cual tendríamos que ésta puede ser provocada a su vez porque no llega flujo de energía a la subestación E o porque no hay flujo en la línea LT1-EG debido a alguna falla. El mismo análisis aplica para las líneas LT2-EG, LT-GH y LT1-GF.
- Para estas últimas dos líneas aplicamos de nuevo el mismo análisis con lo que tendríamos que para LT-GH ésta puede ser provocada a su vez porque no llega flujo de energía a la subestación H o porque no hay flujo en la línea LT1-GH debido a alguna falla. Para la LT1-GF ésta puede ser provocada a su vez porque no llega flujo de energía a la subestación F o porque no hay flujo en la línea LT1-GF debido a alguna falla.

- Continuando, tenemos que la falta de energía en la subestación H puede ser provocada por fallas en las líneas que unen esta subestación es decir la LT-EH o porque no existe flujo de energía a la subestación E. Para la subestación F tendremos que la falta de energía en ésta puede ser provocada por fallas en las líneas que unen esta subestación es decir la LT-EF o porque no existe flujo de energía a la subestación E.
- De lo anterior tenemos el árbol de fallas mostrado en la Figura 5.2.

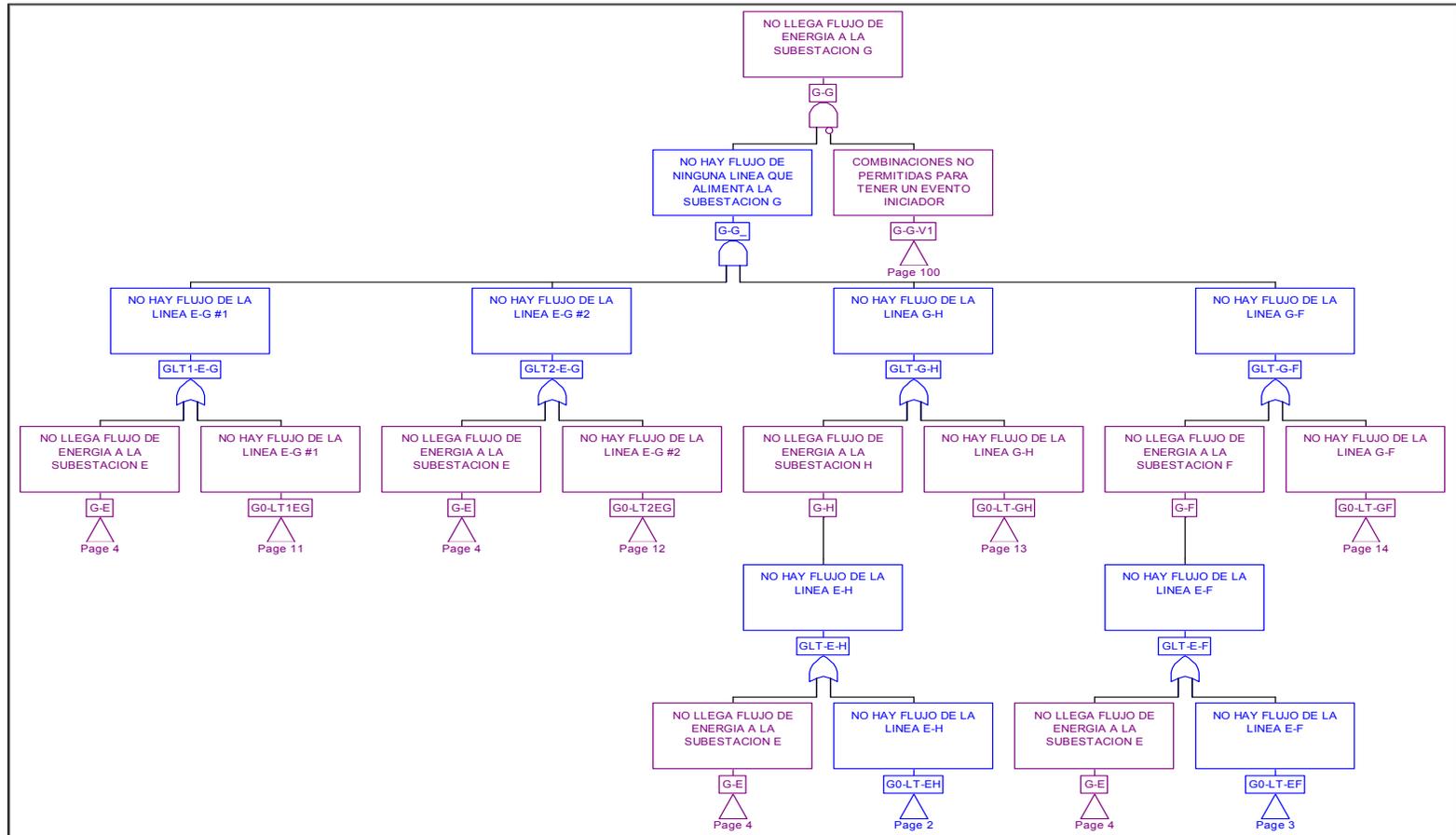


Figura 5.2. Árbol de fallas AF1

A continuación seguiremos analizando nuestro sistema de la misma manera que en el punto anterior, siendo ahora el evento tope en la subestación E, es decir “falta de flujo de energía a la subestación E”.

Debe destacarse que la compuerta “G-E” que desarrolla esta rama se repite debajo de cada una de las ramas mostradas en el árbol anterior, ya que es un punto de confluencia donde se juntan todas las líneas que permiten el paso hacia la subestación G.

- Iniciamos con la misma metodología que en el árbol de fallas anterior, para lo cual comenzamos con la compuerta ANOT ésta es un tipo especial de compuerta AND, con una rama negada, cuyo propósito explicaremos más adelante.
- En relación a las fallas en las líneas que unen ésta subestación tenemos que pueden darse en las LT1-CE, LT2-CE y LT-EI, provocadas porque no llega flujo de energía a la subestación C e I así como no hay flujo en la líneas LT1-CE, LT2-CE y LT-EI respectivamente.
- A continuación analizaremos los eventos que provocarían falla en la subestación I, Esta condición puede darse por 2 fallas, es decir por la falla en el flujo de las líneas LT1-CI y LT2-CI, éstos a su vez son provocados por falla en el flujo de energía a la subestación C; y por falla en el flujo de las línea LT1-CI y LT2-CI respectivamente.
- Como vemos la falla de energía en la subestación C se presenta en cada rama del árbol.
- De lo anterior tenemos el árbol de fallas mostrado en la Figura 5.3.

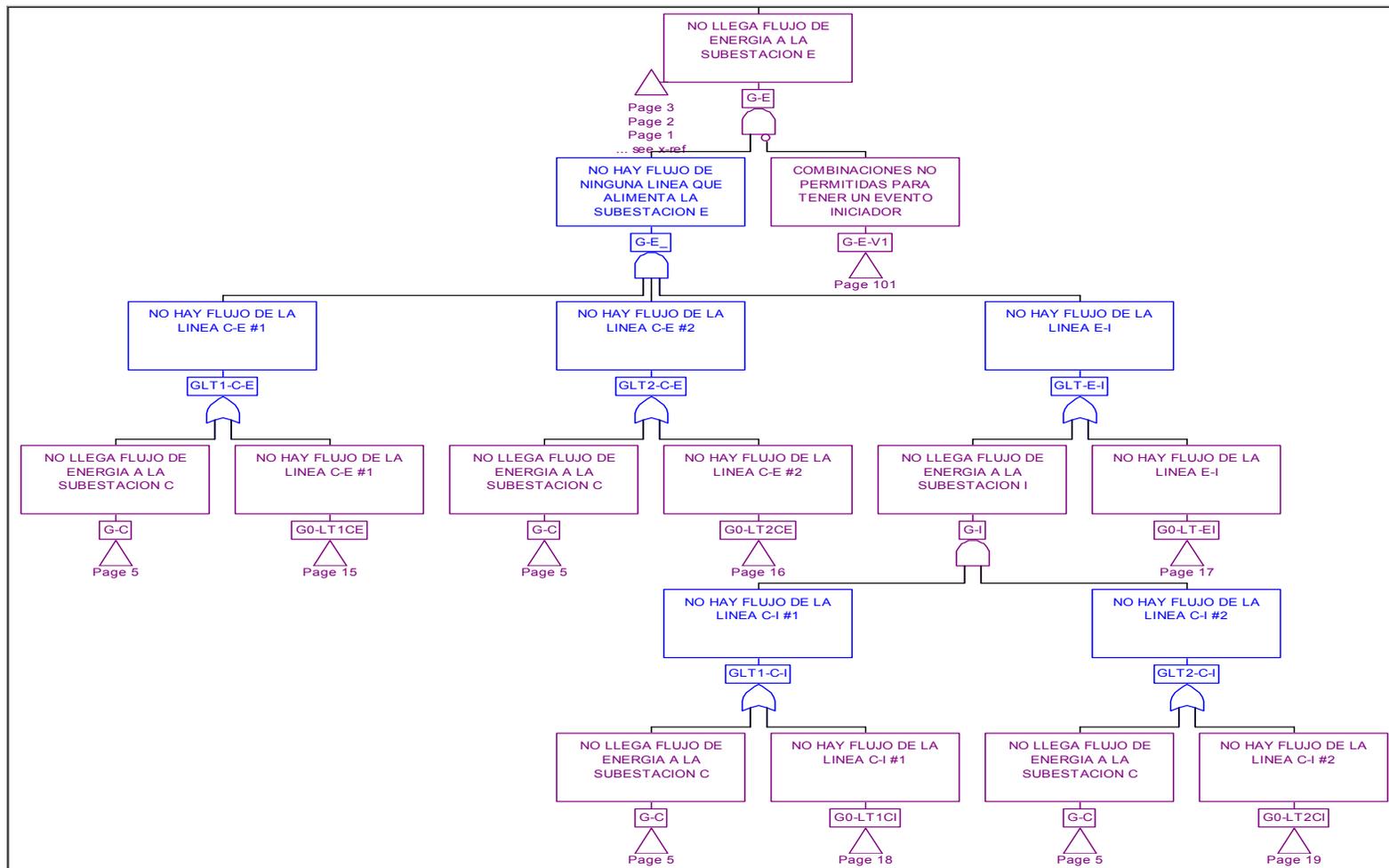


Figura 5.3 Árbol de fallas AF2

Siguiendo con el análisis de nuestra red hemos llegado a la subestación C, ahora el evento tope será “G-C: falla de energía en la subestación C”

- Tenemos al igual que en los árboles anteriores la compuerta especial ANOT , con una rama negada de la compuerta AND, cuyo propósito explicaremos más adelante.
- Para la combinación de falla en las líneas que unen esta subestación tenemos que pueden darse fallas en las líneas LT1-BC, LT2-BC y LT3-BC, provocadas a su vez porque no llega flujo de energía a la subestación B así como porque no hay flujo en la líneas LT1-BC, LT2-BC y LT3-BC respectivamente.
- Como vemos ahora una de las causas que se presenta en cada rama del árbol de falla es la falla de energía en la subestación B
- De lo anterior tenemos el árbol de fallas mostrado en la Figura 5.4

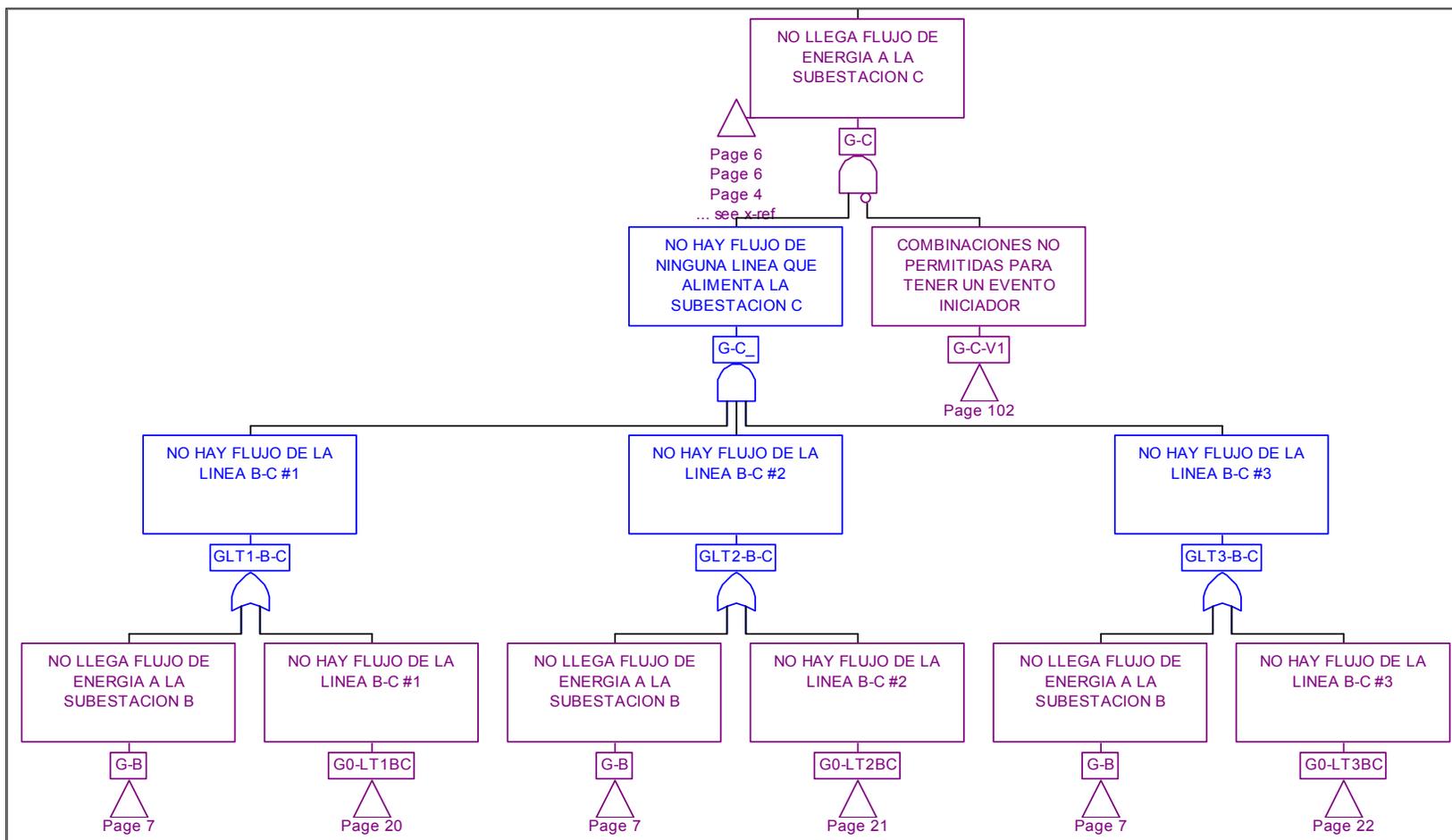


Figura 5.4 Árbol de fallas AF3

Hemos llegado a la última subestación de nuestro estudio la cual tendremos que analizar de la misma forma como se han venido analizando las anteriores de manera que ahora el evento tope será la “falta de energía en la subestación B”

- De nuevo se presenta la compuerta ANOT la cual explicaremos al final de esta sección.
- De las fallas en las líneas que unen esta subestación tenemos que pueden darse fallas en las líneas LT1-AB, LT2-AB y LT-SINB, provocadas a su vez porque no llega flujo de energía a la subestación A así como porque no hay flujo en las líneas LT1- AB, LT2-AB y LT-SINB respectivamente.
- Para el caso de que no hay flujo de energía en la subestación A, tenemos que puede darse por no tener flujo de energía en las líneas LT1-SINA, LT2-SINA y LT3-SINA.
- De lo anterior tenemos el árbol de fallas mostrado en la Figura 5.5

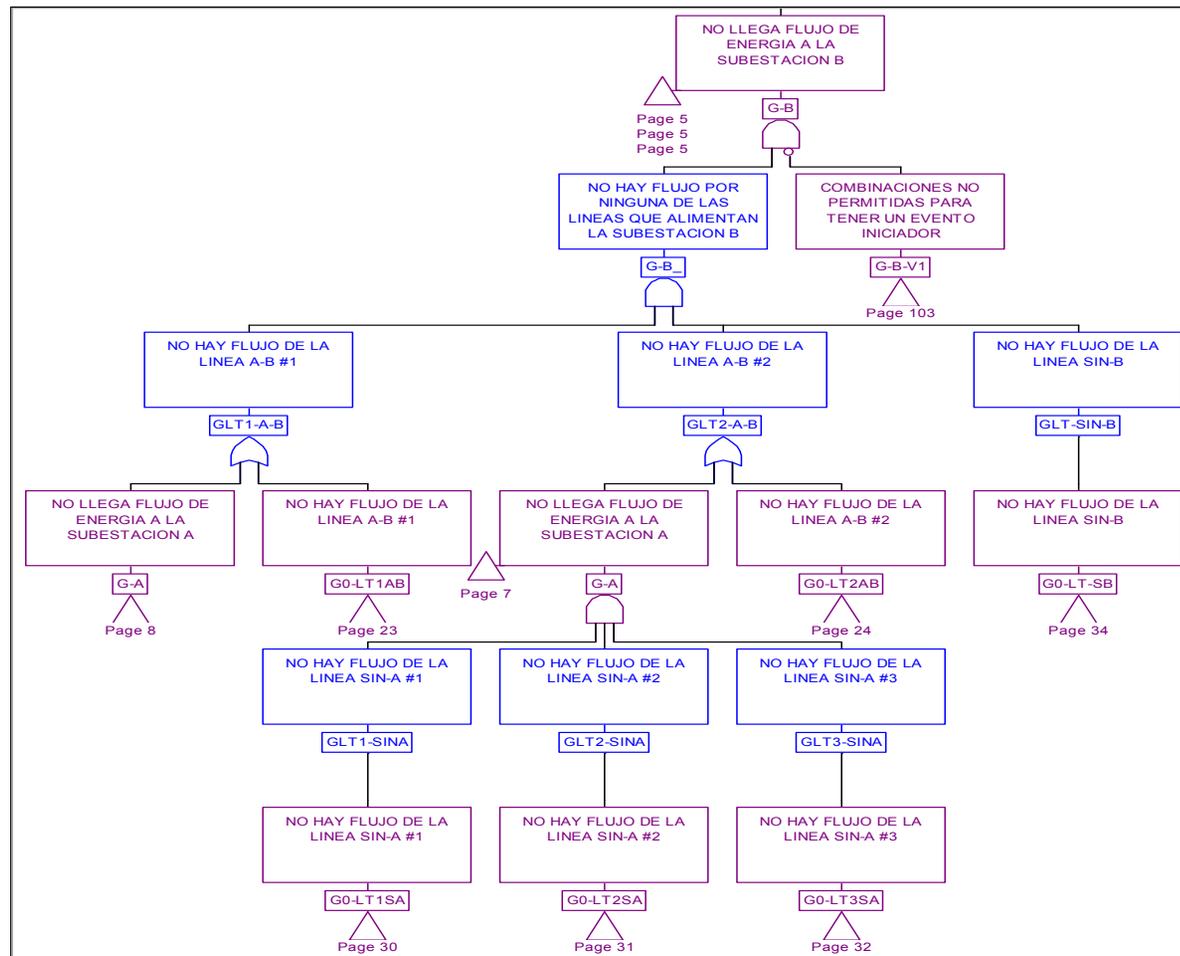


Figura 5.5 Árbol de fallas AF4

Hasta este momento hemos desarrollado árboles de fallas para cada subestación en nuestra red; sin embargo, éstos han quedado indicados en función de fallas en la línea, sin mostrarlas aquí de forma detallada por motivos de espacio. A manera de ejemplo, tomamos el caso de la “falla en el flujo de la LT -SIN B”. Cabe recordar que las fallas de cada una de las líneas se muestran a detalle en el apéndice B, más sin embargo la metodología del análisis es la misma.

- Para la falla de flujo en nuestra línea tendremos que ésta se presentará porque no hay flujos en la línea LT- SINB debido a la indisponibilidad de la línea o por presentarse eventos iniciadores.
- El caso de los eventos iniciadores se presenta en un primer nivel. Tomemos en cuenta que éstos se deberán al disparo de la línea SINB, el cual puede darse de manera aislada o en combinación con líneas paralelas como la LT1 AB y LT SINB, o la combinación de disparo de las líneas LT2 AB y LT SINB; éstas últimas son fallas de causa común, y se repetirían en las ramas de las demás líneas afectadas.
- De las fallas en el flujo de la línea LT-SINB debido a la indisponibilidad de la línea por un disparo previo, éste puede darse por 2 situaciones, la primera debido a mantenimiento programado y la segunda por haber ocurrido un disparo reciente sin haberlo restablecido aún.
- De lo anterior tenemos el siguiente árbol de fallas ilustrado en la figura 5-6.

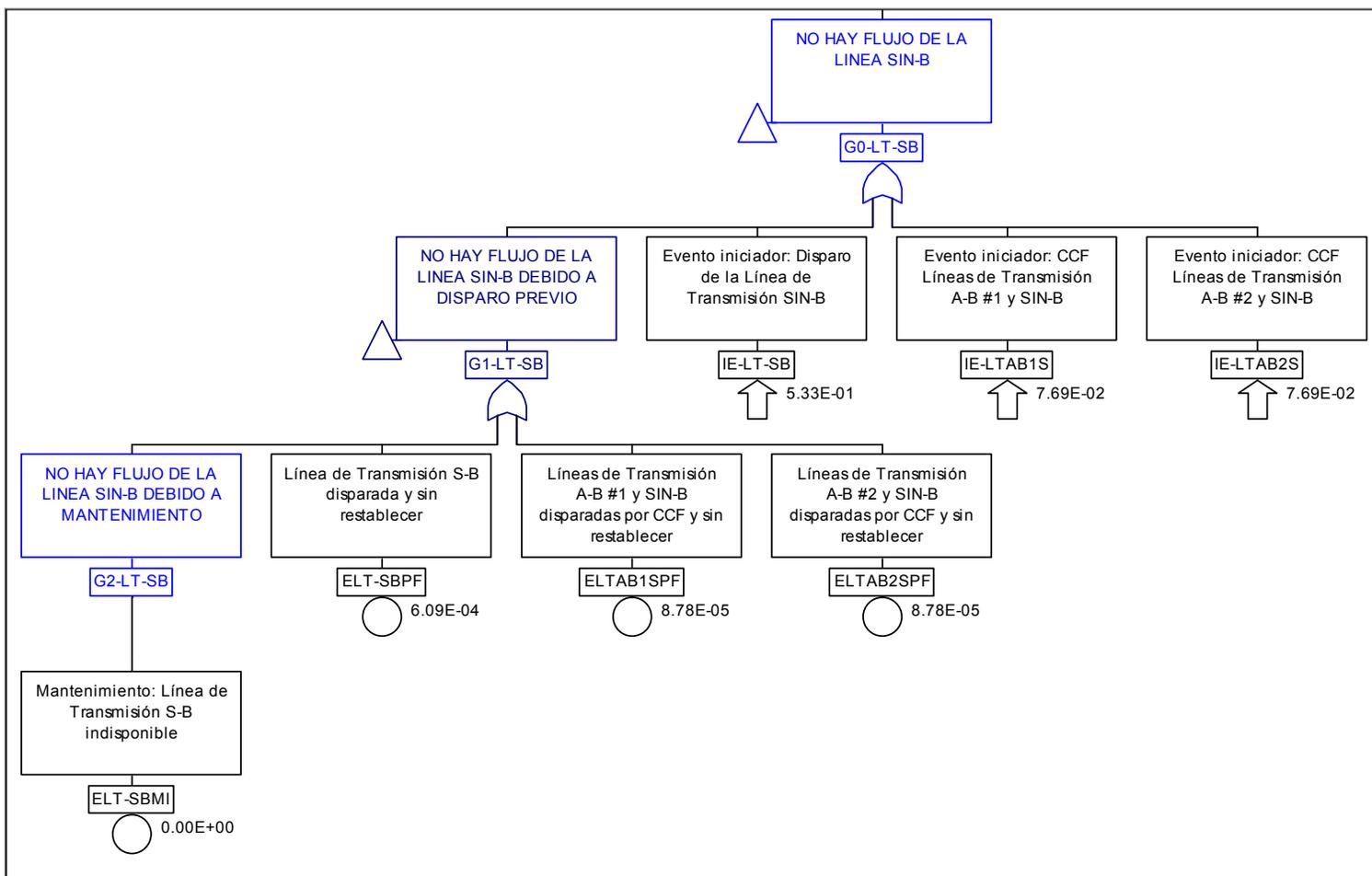


Figura 5.6 Árbol de fallas de una línea típica

El desarrollo del árbol incluye varios casos de compuertas AND con una rama negada (ANOT), cuya explicación hemos postergado hasta ahora. Estas compuertas se emplean en cada punto de confluencia de líneas, y condicionan la rama principal del lado izquierdo a que no se presente una combinación de situaciones, las cuales llamaremos “combinaciones no permitidas para tener un evento iniciador”. Como se menciona arriba, los eventos básicos de falla de líneas incluyen tanto la indisponibilidad de la línea cuando ésta se requiere, como el disparo de la línea cuando estaba en funcionamiento; éste último se denomina “evento iniciador” y su probabilidad es una frecuencia o tasa de ocurrencia, por lo que se expresa como probabilidad por unidad de tiempo. La introducción de frecuencias en el modelo crea una problemática en la etapa de cuantificación, ya que para producir una frecuencia de falla del sistema es necesario que exista un y sólo un evento iniciador en cada combinación de fallas. La estrategia tomada consiste en generar indiscriminadamente todas las combinaciones en la rama izquierda, y eliminar las combinaciones que no contienen un evento iniciador por medio de la rama negada que se incluye en las compuertas G-G, G-E, G-C y G-B; por otro lado, el programa de reducción Booleana es capaz de discriminar las combinaciones con más de un evento iniciador. Las ramas negadas simplemente generan las combinaciones de fallas que no son evento iniciador, para lo cual los eventos básicos se han separado en dos niveles: las compuertas “G1-*” incluyen solo eventos que no son iniciadores, y las compuertas “G0-*” incluyen todos los tipos de evento.

Con esto se completa la descripción de las porciones principales de los árboles de fallas desarrollados. En el apéndice B se anexan en su totalidad los árboles de fallas principales, los árboles para los modos de falla de cada una de las líneas, y las combinaciones no permitidas para tener un evento iniciador, lo anterior para su detallado análisis.

Es de importancia mencionar que para nuestros modelos se utilizarán los valores de tasas de fallas e indisponibilidad, con éstos obtendremos con qué frecuencia se presentan las fallas en la red de estudio.

En este punto es importante definir la indisponibilidad como la probabilidad de que un componente esté en estado fallado en el instante t y no sea posible su actuación si es requerida. El cálculo de ésta depende del tipo de evento y del estado operacional del componente distinguiéndose para ello tres tipos falla básicamente que son, componentes en operación continua ésta a su vez puede ser con reparación y sin reparación. Falla de componentes en reserva y componentes en libranza, en nuestro caso debido a la naturaleza de nuestros componentes, es decir las líneas de transmisión, éstas se comportan como componentes en operación continua con reparación por lo que ésta puede obtenerse mediante:

$$\frac{dQ(t)}{dx} = \lambda_0 Q(t) - \lambda_0 Q(t - t_r) \quad \text{Ec. 5.1}$$

El comportamiento de ésta presenta un valor asintótico dado por:

$$Q = \frac{\lambda_0 t_r}{1 + \lambda_0 t_r} \quad \text{Ec. 5.2}$$

Donde t_r = tiempo de reparación

De acuerdo a los expertos en el área de protecciones que operan y dan mantenimiento a las líneas de la red, se sabe que por experiencia la atención de una falla permanente se encuentra alrededor de 10 horas en promedio contemplando el tiempo de la detección, análisis, patrullaje de la línea, detección y reparación de elementos fallados,. Por lo cual aplicando éste valor obtendremos la siguiente indisponibilidad para las líneas de nuestro estudio basado en las tasas de fallas obtenidas en el capítulo 4, como se observa en la tabla 5.3.1.

		Selva	Mar	Ciudad
		Tasa de fallas		
fallas/hora	$\lambda =$	6.09E-05	5.33E-05	2.28E-05
		Indisponibilidad		
fallas	$Q =$	6.09E-04	5.33E-04	2.28E-04

Tabla 5.3.1 Cálculo de Indisponibilidad

5.3.3 Resultados obtenidos

Una vez desarrollados los árboles de falla y obtenidos los datos de falla para sus eventos básicos, obtenemos a través de programas de cómputo como el Sapphire [26] o el ITEM toolkit [46] entre otros, que la falla de flujo de energía a la subestación G se presentará con una frecuencia de 1.12E-03 /año, con la siguiente probabilidad en los Conjuntos Mínimos de Corte correspondientes, tal y como se indica a continuación en la tabla 5.3.2:

Probabilidad	Porcentaje %	Conjuntos mínimos de corte			
		Evento Iniciador	Combinación de Fallas en Líneas		
6.72E-05	6.00%	IE-LT1CE	ELTCE2EIPF		
6.72E-05	12.00%	IE-LT2CE	ELTCE1EIPF		
6.72E-05	17.90%	IE-LTCE1EI	ELT2CEPF		
6.72E-05	23.90%	IE-LTCE2EI	ELT1CEPF		
4.68E-05	28.00%	IE-LTAB12	ELT-SBPF		
4.68E-05	32.20%	IE-LTAB1S	ELT2ABPF		
4.68E-05	36.40%	IE-LTAB2S	ELT1ABPF		
4.68E-05	40.50%	IE-LTBC12	ELT3BCPF		
4.68E-05	44.70%	IE-LTBC13	ELT2BCPF		
4.68E-05	48.90%	IE-LTBC23	ELT1BCPF		
4.68E-05	53.00%	IE-LTCE12	ELT-EIPF		
4.68E-05	57.20%	IE-LT1AB	ELTAB2SPF		
4.68E-05	61.40%	IE-LT1BC	ELTBC23PF		
4.68E-05	65.50%	IE-LT2AB	ELTAB1SPF		
4.68E-05	69.70%	IE-LT2BC	ELTBC13PF		
4.68E-05	73.80%	IE-LT3BC	ELTBC12PF		
4.68E-05	78.00%	IE-LT-EI	ELTCE12PF		
4.68E-05	82.20%	IE-LT-SB	ELTAB12PF		
1.39E-05	83.40%	IE-LTCE1EI	ELTCE2EIPF		
1.39E-05	84.60%	IE-LTCE2EI	ELTCE1EIPF		

Probabilidad	Porcentaje %	Conjuntos mínimos de corte			
		Evento Iniciador	Combinación de Fallas en Líneas		
1.39E-05	85.90%	IE-LTCI1E1	ELTCE2EIPF		
1.39E-05	87.10%	IE-LTCI1E2	ELTCE1EIPF		
1.39E-05	88.30%	IE-LTCI2E1	ELTCE2EIPF		
1.39E-05	89.60%	IE-LTCI2E2	ELTCE1EIPF		
9.69E-06	90.40%	IE-LTCE12	ELTCE1EIPF		
9.69E-06	91.30%	IE-LTCE12	ELTCE2EIPF		
6.75E-06	91.90%	IE-LTAB12	ELTAB1SPF		
6.75E-06	92.50%	IE-LTAB12	ELTAB2SPF		
6.75E-06	93.10%	IE-LTAB1S	ELTAB12PF		
6.75E-06	93.70%	IE-LTAB1S	ELTAB2SPF		
6.75E-06	94.30%	IE-LTAB2S	ELTAB12PF		
6.75E-06	94.90%	IE-LTAB2S	ELTAB1SPF		
6.75E-06	95.50%	IE-LTBC12	ELTBC13PF		
6.75E-06	96.10%	IE-LTBC12	ELTBC23PF		
6.75E-06	96.70%	IE-LTBC13	ELTBC12PF		
6.75E-06	97.30%	IE-LTBC13	ELTBC23PF		
6.75E-06	97.90%	IE-LTBC23	ELTBC12PF		
6.75E-06	98.50%	IE-LTBC23	ELTBC13PF		
6.75E-06	99.10%	IE-LTCE12	ELTCI12PF		
6.75E-06	99.70%	IE-LTCI12	ELTCE12PF		
1.98E-07	99.70%	IE-LTCI12	ELTCE12PF		
1.98E-07	99.70%	IE-LT1AB	ELT2ABPF	ELT-SBPF	
1.98E-07	99.70%	IE-LT1BC	ELT3BCPF	ELT2BCPF	
1.98E-07	99.70%	IE-LT1CE	ELT2CEPF	ELT-EIPF	
1.98E-07	99.80%	IE-LT2AB	ELT-SBPF	ELT1ABPF	
1.98E-07	99.80%	IE-LT2BC	ELT3BCPF	ELT1BCPF	
1.98E-07	99.80%	IE-LT2CE	ELT-EIPF	ELT1CEPF	
1.98E-07	99.80%	IE-LT3BC	ELT2BCPF	ELT1BCPF	
1.98E-07	99.80%	IE-LT-EI	ELT2CEPF	ELT1CEPF	
1.98E-07	99.80%	IE-LT-SB	ELT2ABPF	ELT1ABPF	
1.98E-07	99.80%	IE-LT2SA	ELT-SBPF	ELTSA13PF	
4.09E-08	99.80%	IE-LT-SB	ELT2SAPF	ELTSA13PF	
4.09E-08	99.90%	IE-LTCI1E1	ELT2CEPF	ELT2CIPF	
4.09E-08	99.90%	IE-LTCI1E1	ELT2CEPF	ELT-EIPF	
4.09E-08	99.90%	IE-LTCI1E2	ELT2CIPF	ELT1CEPF	
4.09E-08	99.90%	IE-LTCI1E2	ELT-EIPF	ELT1CEPF	
4.09E-08	99.90%	IE-LTCI2E1	ELT2CEPF	ELT1CIPF	
4.09E-08	99.90%	IE-LTCI2E1	ELT2CEPF	ELT-EIPF	
4.09E-08	99.90%	IE-LTCI2E2	ELT1CIPF	ELT1CEPF	
4.09E-08	99.90%	IE-LTCI2E2	ELT-EIPF	ELT1CEPF	
4.09E-08	99.90%	IE-LTEFEH	ELT1EGPF	ELT2EGPF	
4.08E-08	99.90%	IE-LTEG1GF	ELT2EGPF	ELT-EHPF	
4.08E-08	99.90%	IE-LTEG2EF	ELT1EGPF	ELT-EHPF	
4.08E-08	99.90%	IE-LTGFGH	ELT1EGPF	ELT2EGPF	
4.08E-08	99.90%	IE-LTSA13	ELT-SBPF	ELT2SAPF	

Probabilidad	Porcentaje %	Conjuntos mínimos de corte			
		Evento Iniciador	Combinación de Fallas en Líneas		
3.57E-08	99.90%	IE-LTEG1GF	ELT2EGPF	ELT-GHPF	
3.57E-08	99.90%	IE-LTEG1GH	ELT-EFPF	ELT2EGPF	
3.57E-08	99.90%	IE-LTEG1GH	ELT-GFPF	ELT2EGPF	
3.57E-08	99.90%	IE-LTEG2EF	ELT1EGPF	ELT-GHPF	
3.57E-08	99.90%	IE-LTEG2EH	ELT1EGPF	ELT-EFPF	
3.57E-08	99.90%	IE-LTEG2EH	ELT1EGPF	ELT-GFPF	
3.57E-08	99.90%	IE-LTEG2GF	ELT1EGPF	ELT-GHPF	
3.57E-08	99.90%	IE-LTEG2GH	ELT1EGPF	ELT-EFPF	
3.57E-08	99.90%	IE-LTEG2GH	ELT1EGPF	ELT-GFPF	
2.85E-08	99.90%	IE-LTCE12	ELT2CIPF	ELT1CIPF	
2.85E-08	99.90%	IE-LTCI12	ELT2CEPF	ELT1CEPF	
2.85E-08	99.90%	IE-LTEG1EF	ELT2EGPF	ELT-EHPF	
2.85E-08	99.90%	IE-LTSA12	ELT-SBPF	ELT3SAPF	
2.85E-08	99.90%	IE-LTSA23	ELT-SBPF	ELT1SAPF	
2.85E-08	99.90%	IE-LT2CE	ELTCI12PF	ELT1CEPF	
2.85E-08	99.90%	IE-LT-SB	ELTSA23PF	ELT1SAPF	
2.85E-08	99.90%	IE-LT1CE	ELT2CEPF	ELTCI12PF	
2.85E-08	100.00%	IE-LT1CI	ELT2CIPF	ELTCE12PF	
2.85E-08	100.00%	IE-LT1SA	ELT-SBPF	ELTSA23PF	
2.85E-08	100.00%	IE-LT2CI	ELT1CIPF	ELTCE12PF	
2.85E-08	100.00%	IE-LT3SA	ELT-SBPF	ELTSA12PF	
2.85E-08	100.00%	IE-LT-SB	ELT3SAPF	ELTSA12PF	
2.50E-08	100.00%	IE-LTEG12	ELT-EFPF	ELT-EHPF	
2.50E-08	100.00%	IE-LTEG12	ELT-GFPF	ELT-EHPF	
2.50E-08	100.00%	IE-LTEG1EH	ELT-EFPF	ELT2EGPF	
2.50E-08	100.00%	IE-LTEG1EH	ELT-GFPF	ELT2EGPF	
2.50E-08	100.00%	IE-LTEG1EF	ELT2EGPF	ELT-GHPF	
2.18E-08	100.00%	IE-LTEG12	ELT-EFPF	ELT-GHPF	
2.18E-08	100.00%	IE-LTEG12	ELT-GFPF	ELT-GHPF	
8.44E-09	100.00%	IE-LTCI1E1	ELT2CEPF	ELTCI2E1PF	
8.44E-09	100.00%	IE-LTCI1E2	ELTCI2E1PF	ELT1CEPF	
8.44E-09	100.00%	IE-LTCI2E1	ELT2CEPF	ELTCI1E1PF	
8.44E-09	100.00%	IE-LTCI2E2	ELTCI1E1PF	ELT1CEPF	
5.90E-09	100.00%	IE-LTAB1S	ELT2SAPF	ELTSA13PF	
5.90E-09	100.00%	IE-LTAB2S	ELT2SAPF	ELTSA13PF	
5.90E-09	100.00%	IE-LTCE12	ELT2CIPF	ELTCI1E1PF	
5.90E-09	100.00%	IE-LTCE12	ELTCI2E1PF	ELT1CIPF	
5.90E-09	100.00%	IE-LTSA12	ELT-SBPF	ELTSA13PF	
5.90E-09	100.00%	IE-LTSA23	ELT-SBPF	ELTSA13PF	
5.90E-09	100.00%	IE-LT1CI	ELTCI2E1PF	ELTCE12PF	
5.90E-09	100.00%	IE-LT2CI	ELTCI1E1PF	ELTCE12PF	
5.90E-09	100.00%	IE-LT2SA	ELTAB1SPF	ELTSA13PF	
5.90E-09	100.00%	IE-LT2SA	ELTAB2SPF	ELTSA13PF	
5.90E-09	100.00%	IE-LT-SB	ELTSA13PF	ELTSA12PF	
5.90E-09	100.00%	IE-LT-SB	ELTSA23PF	ELTSA13PF	

Probabilidad	Porcentaje %	Conjuntos mínimos de corte			
		Evento Iniciador	Combinación de Fallas en Líneas		
5.88E-09	100.00%	IE-LTCI1E1	ELT2CEPF	ELTCI12PF	
5.88E-09	100.00%	IE-LTCI1E1	ELT2CIPF	ELTCE12PF	
5.88E-09	100.00%	IE-LTCI1E2	ELT2CIPF	ELTCE12PF	
5.88E-09	100.00%	IE-LTCI1E2	ELTCI12PF	ELT1CEPF	
5.88E-09	100.00%	IE-LTCI2E1	ELT1CIPF	ELTCE12PF	
5.88E-09	100.00%	IE-LTCI2E1	ELT2CEPF	ELTCI12PF	
5.88E-09	100.00%	IE-LTCI2E2	ELT1CIPF	ELTCE12PF	
5.88E-09	100.00%	IE-LTCI2E2	ELTCI12PF	ELT1CEPF	
5.88E-09	100.00%	IE-LTSA13	ELTAB1SPF	ELT2SAPF	
5.88E-09	100.00%	IELTSA13	ELTAB2SPF	ELT2SAPF	
5.88E-09	100.00%	IE-LTSA13	ELT-SBPF	ELTSA12PF	
5.88E-09	100.00%	IE-LTSA13	ELT-SBPF	ELTSA23PF	
4.11E-09	100.00%	IE-LTAB1S	ELTSA23PF	ELT1SAPF	
4.11E-09	100.00%	IE-LTAB2S	ELTSA23PF	ELT1SAPF	
4.11E-09	100.00%	IE-LTSA12	ELTAB1SPF	ELT3SAPF	
4.11E-09	100.00%	IE-LTSA12	ELTAB2SPF	ELT3SAPF	
4.11E-09	100.00%	IE-LTSA23	ELTAB1SPF	ELT1SAPF	
4.11E-09	100.00%	IE-LTSA23	ELTAB2SPF	ELT1SAPF	
4.11E-09	100.00%	IE-LTAB1S	ELT3SAPF	ELTSA12PF	
4.11E-09	100.00%	IE-LTAB2S	ELT3SAPF	ELTSA12PF	
4.11E-09	100.00%	IE-LTSA12	ELT-SBPF	ELTSA23PF	
4.11E-09	100.00%	IE-LTSA23	ELT-SBPF	ELTSA12PF	
4.11E-09	100.00%	IE-LT1SA	ELTAB1SPF	ELTSA23PF	
4.11E-09	100.00%	IE-LT1SA	ELTAB2SPF	ELTSA23PF	
4.11E-09	100.00%	IE-LT3SA	ELTAB1SPF	ELTSA12PF	
4.11E-09	100.00%	IE-LT3SA	ELTAB2SPF	ELTSA12PF	
4.11E-09	100.00%	IE-LT-SB	ELTSA23PF	ELTSA12PF	
1.22E-09	100.00%	IE-LTCE12	ELTCI2E1PF	ELTCI1E1PF	
1.22E-09	100.00%	IE-LTCI1E1	ELTCI2E1PF	ELTCE12PF	
1.22E-09	100.00%	IE-LTCI1E2	ELTCI2E1PF	ELTCE12PF	
1.22E-09	100.00%	IE-LTCI2E1	ELTCI1E1PF	ELTCE12PF	
1.22E-09	100.00%	IE-LTCI2E2	ELTCI1E1PF	ELTCE12PF	
8.51E-10	100.00%	IE-LTAB1S	ELTSA13PF	ELTSA12PF	
8.51E-10	100.00%	IE-LTAB1S	ELTSA23PF	ELTSA13PF	
8.51E-10	100.00%	IE-LTAB2S	ELTSA13PF	ELTSA12PF	
8.51E-10	100.00%	IE-LTAB2S	ELTSA23PF	ELTSA13PF	
8.51E-10	100.00%	IE-LTSA12	ELTAB1SPF	ELTSA13PF	
8.51E-10	100.00%	IE-LTSA12	ELTAB2SPF	ELTSA13PF	
8.51E-10	100.00%	IE-LTSA23	ELTAB1SPF	ELTSA13PF	
8.51E-10	100.00%	IE-LTSA23	ELTAB2SPF	ELTSA13PF	
8.48E-10	100.00%	IE-LTSA13	ELTAB1SPF	ELTSA12PF	
8.48E-10	100.00%	IE-LTSA13	ELTAB1SPF	ELTSA23PF	
8.48E-10	100.00%	IE-LTSA13	ELTAB2SPF	ELTSA12PF	
8.48E-10	100.00%	IE-LTSA13	ELTAB2SPF	ELTSA23PF	
5.93E-10	100.00%	IE-LTAB1S	ELTSA23PF	ELTSA12PF	

Probabilidad	Porcentaje %	Conjuntos mínimos de corte			
		Evento Iniciador	Combinación de Fallas en Líneas		
5.93E-10	100.00%	IE-LTAB2S	ELTSA23PF	ELTSA12PF	
5.93E-10	100.00%	IE-LTSA12	ELTAB1SPF	ELTSA23PF	
5.93E-10	100.00%	IE-LTSA12	ELTAB2SPF	ELTSA23PF	
5.93E-10	100.00%	IE-LTSA23	ELTAB1SPF	ELTSA12PF	
5.93E-10	100.00%	IE-LTSA23	ELTAB2SPF	ELTSA12PF	
1.20E-10	100.00%	IE-LT1CE	ELT2CEPF	ELT2CIPF	ELT1CIPF
1.20E-10	100.00%	IE-LT1CI	ELT2CEPF	ELT2CIPF	ELT1CEPF
1.20E-10	100.00%	IE-LT1SA	ELT-SBPF	ELT3SAPF	ELT2SAPF
1.20E-10	100.00%	IE-LT2CE	ELT2CIPF	ELT1CIPF	ELT1CEPF
1.20E-10	100.00%	IE-LT2CI	ELT2CEPF	ELT1CIPF	ELT1CEPF
1.20E-10	100.00%	IE-LT2SA	ELT-SBPF	ELT3SAPF	ELT1SAPF
1.20E-10	100.00%	IE-LT3SA	ELT-SBPF	ELT2SAPF	ELT1SAPF
1.20E-10	100.00%	IE-LT-SB	ELT3SAPF	ELT2SAPF	ELT1SAPF
1.05E-10	100.00%	IE-LT-EF	ELT1EGPF	ELT2EGPF	ELT-EHPF
1.05E-10	100.00%	IE-LT-GF	ELT1EGPF	ELT2EGPF	ELT-EHPF
1.05E-10	100.00%	IE-LT1EG	ELT-EFPF	ELT2EGPF	ELT-EHPF
1.05E-10	100.00%	IE-LT1EG	ELT-GFPF	ELT2EGPF	ELT-EHPF
1.05E-10	100.00%	IE-LT2EG	ELT1EGPF	ELT-EFPF	ELT-EHPF
1.05E-10	100.00%	IE-LT2EG	ELT1EGPF	ELT-GFPF	ELT-EHPF
1.05E-10	100.00%	IE-LT-EH	ELT1EGPF	ELT-EFPF	ELT2EGPF
1.05E-10	100.00%	IE-LT-EH	ELT1EGPF	ELT-GFPF	ELT2EGPF
9.23E-11	100.00%	IE-LT-GH	ELT1EGPF	ELT-EFPF	ELT2EGPF
9.23E-11	100.00%	IE-LT-GH	ELT1EGPF	ELT-GFPF	ELT2EGPF
9.23E-11	100.00%	IE-LT-EF	ELT1EGPF	ELT2EGPF	ELT-GHPF
9.23E-11	100.00%	IE-LT-GF	ELT1EGPF	ELT2EGPF	ELT-GHPF
9.22E-11	100.00%	IE-LT1EG	ELT-EFPF	ELT2EGPF	ELT-GHPF
9.22E-11	100.00%	IE-LT1EG	ELT-GFPF	ELT2EGPF	ELT-GHPF
9.22E-11	100.00%	IE-LT2EG	ELT1EGPF	ELT-EFPF	ELT-GHPF
9.22E-11	100.00%	IE-LT2EG	ELT1EGPF	ELT-GFPF	ELT-GHPF
2.49E-11	100.00%	IE-LT2CE	ELTCI2E1PF	ELT1CIPF	ELT1CEPF
2.49E-11	100.00%	IE-LT1CE	ELT2CEPF	ELT2CIPF	ELTCI1E1PF
2.49E-11	100.00%	IE-LT1CE	ELT2CEPF	ELTCI2E1PF	ELT1CIPF
2.49E-11	100.00%	IE-LT1CI	ELT2CEPF	ELTCI2E1PF	ELT1CEPF
2.49E-11	100.00%	IE-LT2CE	ELT2CIPF	ELTCI1E1PF	ELT1CEPF
2.49E-11	100.00%	IE-LT2CI	ELT2CEPF	ELTCI1E1PF	ELT1CEPF
1.74E-11	100.00%	IE-LTAB1S	ELT3SAPF	ELT2SAPF	ELT1SAPF
1.74E-11	100.00%	IE-LTAB2S	ELT3SAPF	ELT2SAPF	ELT1SAPF
1.74E-11	100.00%	IE-LT1SA	ELTAB1SPF	ELT3SAPF	ELT2SAPF
1.74E-11	100.00%	IE-LT1SA	ELTAB2SPF	ELT3SAPF	ELT2SAPF
1.74E-11	100.00%	IE-LT2SA	ELTAB1SPF	ELT3SAPF	ELT1SAPF
1.74E-11	100.00%	IE-LT2SA	ELTAB2SPF	ELT3SAPF	ELT1SAPF
1.74E-11	100.00%	IE-LT3SA	ELTAB1SPF	ELT2SAPF	ELT1SAPF
1.74E-11	100.00%	IE-LT3SA	ELTAB2SPF	ELT2SAPF	ELT1SAPF
5.15E-12	100.00%	IE-LT1CE	ELT2CEPF	ELTCI2E1PF	ELTCI1E1PF
5.15E-12	100.00%	IE-LT2CE	ELTCI2E1PF	ELTCI1E1PF	ELT1CEPF

Tabla 5.3.2 Resultados de los conjuntos mínimo de corte

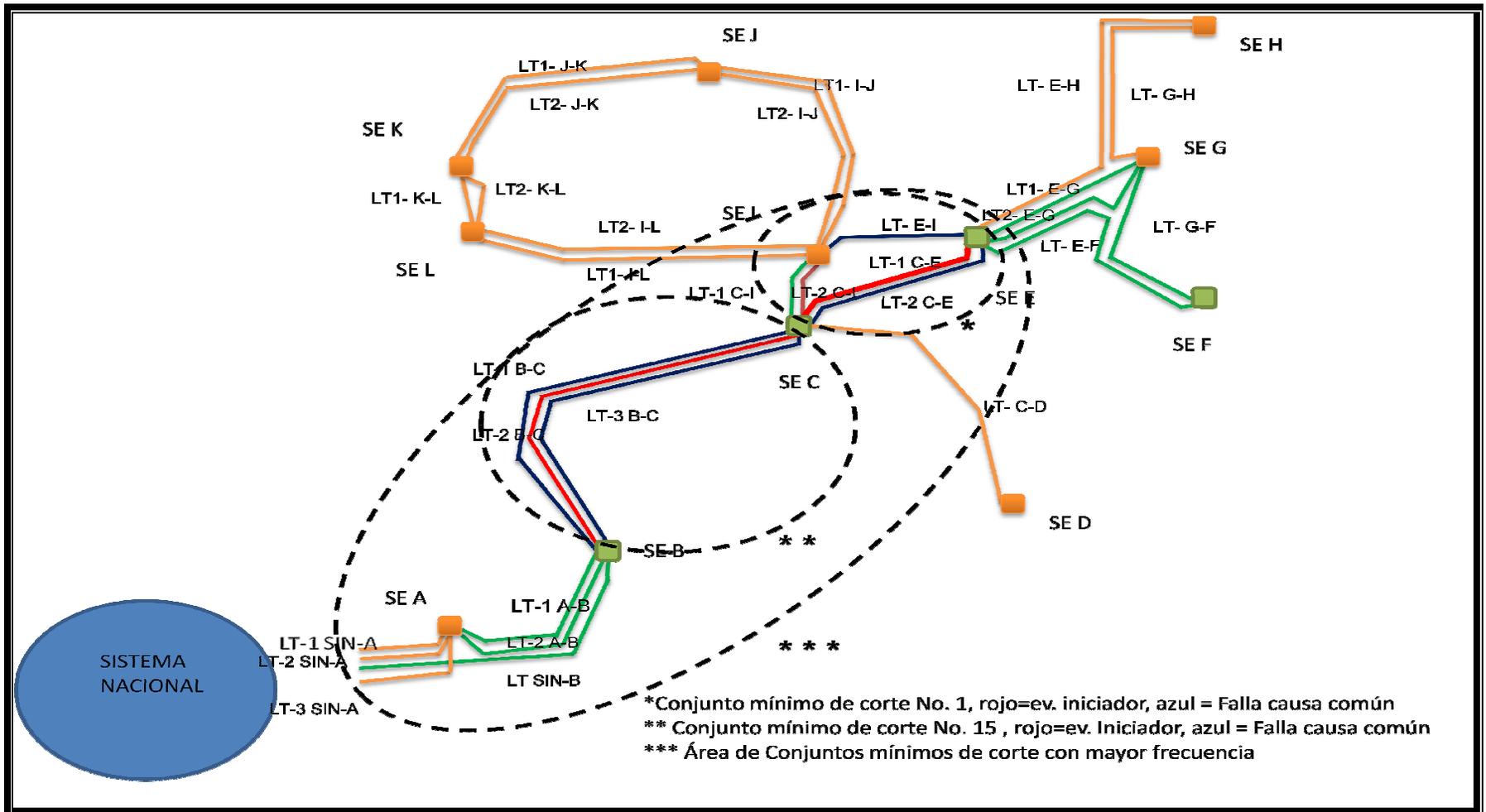
Los conjuntos mínimos de corte obtenidos combinan una única falla como evento iniciador, identificado con el prefijo IE, con una, dos o hasta tres fallas de líneas de forma independiente, éstas últimas podemos identificarlas por el sufijo PF. Lo anterior confirma el resultado deseado por haber incluido las ramas de eliminación de combinaciones no válidas para eventos iniciadores. Del análisis de los resultados obtenidos se observa que los siguientes Conjuntos Mínimos de Corte dominan la frecuencia total obtenida:

No	Probabilidad	Porcentaje%	Conjuntos mínimos de corte	
			Ev. iniciador	Combinación de Fallas
1	6.72E-05	6.00%	IE-LT1CE	ELTCE2EIPF
2	6.72E-05	12.00%	IE-LT2CE	ELTCE1EIPF
3	6.72E-05	17.90%	IE-LTCE1EI	ELT2CEPF
4	6.72E-05	23.90%	IE-LTCE2EI	ELT1CEPF
5	4.68E-05	28.00%	IE-LTAB12	ELT-SBPF
6	4.68E-05	32.20%	IE-LTAB1S	ELT2ABPF
7	4.68E-05	36.40%	IE-LTAB2S	ELT1ABPF
8	4.68E-05	40.50%	IE-LTBC12	ELT3BCPF
9	4.68E-05	44.70%	IE-LTBC13	ELT2BCPF
10	4.68E-05	48.90%	IE-LTBC23	ELT1BCPF
11	4.68E-05	53.00%	IE-LTCE12	ELT-EIPF
12	4.68E-05	57.20%	IE-LT1AB	ELTAB2SPF
13	4.68E-05	61.40%	IE-LT1BC	ELTBC23PF
14	4.68E-05	65.50%	IE-LT2AB	ELTAB1SPF
15	4.68E-05	69.70%	IE-LT2BC	ELTBC13PF
16	4.68E-05	73.80%	IE-LT3BC	ELTBC12PF
17	4.68E-05	78.00%	IE-LT-EI	ELTCE12PF
18	4.68E-05	82.20%	IE-LT-SB	ELTAB12PF
19	1.39E-05	83.40%	IE-LTCE1EI	ELTCE2EIPF
20	1.39E-05	84.60%	IE-LTCE2EI	ELTCE1EIPF
21	1.39E-05	85.90%	IE-LTCI1E1	ELTCE2EIPF
22	1.39E-05	87.10%	IE-LTCI1E2	ELTCE1EIPF
23	1.39E-05	88.30%	IE-LTCI2E1	ELTCE2EIPF
24	1.39E-05	89.60%	IE-LTCI2E2	ELTCE1EIPF
25	9.69E-06	90.40%	IE-LTCE12	ELTCE1EIPF
26	9.69E-06	91.30%	IE-LTCE12	ELTCE2EIPF
27	6.75E-06	91.90%	IE-LTAB12	ELTAB1SPF
28	6.75E-06	92.50%	IE-LTAB12	ELTAB2SPF
29	6.75E-06	93.10%	IE-LTAB1S	ELTAB12PF
30	6.75E-06	93.70%	IE-LTAB1S	ELTAB2SPF
31	6.75E-06	94.30%	IE-LTAB2S	ELTAB12PF
32	6.75E-06	94.90%	IE-LTAB2S	ELTAB1SPF
33	6.75E-06	95.50%	IE-LTBC12	ELTBC13PF
34	6.75E-06	96.10%	IE-LTBC12	ELTBC23PF
35	6.75E-06	96.70%	IE-LTBC13	ELTBC12PF
36	6.75E-06	97.30%	IE-LTBC13	ELTBC23PF
37	6.75E-06	97.90%	IE-LTBC23	ELTBC12PF
38	6.75E-06	98.50%	IE-LTBC23	ELTBC13PF

Tabla 5.3.3 Conjuntos mínimos de corte con mayor frecuencia

Para comprender los resultados de la tabla tomemos de ejemplo el primer conjunto mínimo de corte IE-LT1CE, ELTCE2EIPF, para éste tenemos un evento iniciador en la LT1CE, el cual combinado con la falla de causa común de la LT2CE con la LTEI nos provocaría el evento tope. Hay que comentar que el área de afectación de estos conjuntos mínimos de corte se pueden ver en la figura 5.7 en donde además se ilustran los ejemplos de fallas para los conjuntos de corte mínimo No. 1 y 15, de esta forma se confirma que las subestaciones A,B,C,E y las líneas asociadas a éstas, son de gran importancia y cuidado en nuestra red, incluso se sabe por la experiencia que la subestación C es la más importante del sistema ya que en ella converge la energía de todas las demás subestaciones.

De lo anterior y de acuerdo a los resultado de la tabla 5.3.3 se observa un comportamiento en la combinación de los conjuntos mínimos de corte dominantes en donde al menos se incluye una falla de causa común, siendo ésta una constante en los resultados obtenidos, por lo cual podemos decir que para nuestra red de estudio, este tipo de situación domina la probabilidad de falla en el sistema de estudio.



Si comparamos los conjuntos mínimos de corte obtenidos en el método anterior, observamos claramente que existen condiciones que no pueden llegar a tomarse en cuenta en un estudio gráfico. Sin embargo mediante métodos más sofisticados las condiciones que no son vistas de forma gráfica, pueden ser adicionadas y cuantificadas

Método Aplicado	
Arboles de falla	Conjuntos Mínimos de Corte
IE-LT1CE, ELTCE2EIPF	LT-1 SIN-A, LT-2 SIN-A , LT-3 SIN-A , LT- SIN-B
IE-LT2CE, ELTCE1EIPF	LT SIN-B, LT 1 A-B , LT 2 A-B
IE-LTCE1EI, ELT2CEPF	LT-1 B-C, LT-2 B-C, LT-3 B-C
IE-LTCE2EI, ELT1CEPF	LT-1 C-E, LT-2 C-E, LT-1 C-I, LT-2 C-I
IE-LTAB12, ELT-SBPF	LT-1 C-E, LT-2 C-E, LT-E-I
IE-LTAB1S, ELT2ABPF	LT1- E-G, LT2- E-G, LT- E-H, LT- E-F
IE-LTAB2S, ELT1ABPF	LT1- E-G, LT2- E-G, LT- E-H, LT- G-F
IE-LTBC12, ELT3BCPF	LT1- E-G, LT2- E-G, LT- G-H, LT- G-F
IE-LTBC13, ELT2BCPF	
IE-LTBC23, ELT1BCPF	
IE-LTCE12, ELT-EIPF	
IE-LT1AB, ELTAB2SPF	
IE-LT1BC ,ELTBC23PF	
IE-LT2AB, ELTAB1SPF	
IE-LT2BC, ELTBC13PF	
IE-LT3BC, ELTBC12PF	
IE-LT-EI, ELTCE12PF	
IE-LT-SB, ELTAB12PF	
IE-LTCE1EI, ELTCE2EIPF	
IE-LTCE2EI, ELTCE1EIPF	
IE-LTCI1E1, ELTCE2EIPF	
IE-LTCI1E2,ELTCE1EIPF	
IE-LTCI2E1, ELTCE2EIPF	
IE-LTCI2E2, ELTCE1EIPF	
IE-LTCE12, ELTCE1EIPF	
IE-LTCE12, ELTCE2EIPF	
IE-LTAB12, ELTAB1SPF	
IE-LTAB12, ELTAB2SPF	
IE-LTAB12, ELTAB2SPF	
IE-LTAB1S, ELTAB12PF	
IE-LTAB1S, ELTAB2SPF	
IE-LTAB2S, ELTAB12PF	
IE-LTAB2S, ELTAB1SPF	
IE-LTBC12, ELTBC13PF	
IE-LTBC12, ELTBC23PF	
IE-LTBC13, ELTBC12PF	
IE-LTBC13, ELTBC23PF	
IE-LTBC23, ELTBC12PF	
IE-LTBC23, ELTBC13PF	

Tabla 5.3. Comparación de conjuntos mínimos de corte

5.4. Simulación Montecarlo

La simulación Montecarlo es una técnica excepcional por su versatilidad. Se puede usar, con diferentes grados de dificultad, para investigar cualquier tipo de sistema estocástico; en el caso de confiabilidad de sistemas se requiere básicamente de dos elementos: números aleatorios y generar observaciones aleatorias de tiempo de falla a partir de una distribución de probabilidad.

Los números aleatorios se obtienen simplemente aprovechando la función estándar que todo lenguaje de programación moderno tiene para ese propósito. Generalmente, esa función proporciona números pseudo-aleatorios para una distribución de probabilidad uniforme entre 0 y 1, la cual debe satisfacer que cada número sucesivo tenga una probabilidad igual de tomar cualquiera de los valores posibles y que sea estadísticamente independiente de los otros números en la sucesión.

La sucesión de observaciones aleatorias para distribuciones de probabilidad más complejas puede generarse a partir de los números aleatorios obtenidos de la distribución uniforme, por medio del método de la transformación inversa.

Sea X la variable aleatoria involucrada y sea la función $F(x)$ de distribución de probabilidad deseada:

$$F(x) = P\{X \leq x\} \quad \text{Ec. 5.1}$$

La generación de cada observación requiere los siguientes dos pasos:

1. Generar un número aleatorio uniforme (r) entre 0 y 1.
2. Establecer $F(x)=r$ y despejar x , que es entonces la observación aleatoria deseada que sigue la distribución de probabilidad deseada.

Para ciertas distribuciones continuas, se puede usar el método de transformación inversa en la computadora si primero se despeja x analíticamente de la ecuación $F(x)=r$.

La función de distribución de probabilidad para la distribución exponencial del tiempo de falla de un componente está dada por

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t}, t \geq 0 \quad \text{Ec. 5.2}$$

donde λ es la tasa de fallas del componente específico. Si se iguala $F(t)$ al número aleatorio uniforme r , $F(t)=r$; se obtiene:

$$1 - e^{-\lambda t} = r \quad \text{Ec. 5.3}$$

De tal forma que

$$e^{-\lambda t} = 1 - r \quad \text{Ec. 5.4}$$

Si se toma el logaritmo natural de ambos lados y se despeja x :

$$\ln e^{-\lambda t} = \ln(1 - r),$$

$$-\lambda t = \ln(1 - r)$$

$$t = \frac{\ln(1-r)}{-\lambda} - \frac{\ln(1-r)}{\lambda} \quad \text{Ec. 5.5}$$

Donde t es la observación de un tiempo de falla aleatorio proveniente de la distribución exponencial con parámetro λ . Esta aplicación directa del método de transformación inversa proporciona la forma más sencilla de generar observaciones aleatorias a partir de una distribución exponencial.

5.4.1 Aplicación de la metodología

Para nuestro estudio de la red utilizaremos una aplicación de Excel utilizada en la UNAM, la cual se basa prácticamente en generar de forma aleatoria un determinado número de muestras de los eventos básicos, y aplicarlas a los conjuntos mínimos de corte para determinar cuándo ocurre el evento tope.

En primer lugar, adoptamos un juego de conjuntos mínimos de corte apropiado para el modelo de simulación, los cuales se muestran en la Tabla 5.4.1. Cabe mencionar que estos son los mismos conjuntos obtenidos en el método de árbol de fallas, pero eliminando la distinción entre eventos iniciadores (IE-*) y fallas en operación (*PF), ya que ésta se maneja intrínsecamente en la simulación Montecarlo.

Asimismo, para nuestro estudio consideramos el tiempo de reparación de 10 horas utilizado anteriormente; al igual que en el método anterior este valor se debe a la experiencia operacional en el sistema de las áreas de CFE a cargo.

Debido a la naturaleza del método basado en la generación aleatoria de muestras, iremos incrementando el número de muestras en cada simulación, con lo cual iremos determinando cuáles conjuntos mínimos de corte tienen recurrencia, es decir cuáles de ellos se presentan de manera constante y con qué valor se van presentando.

No	CONJUTOS MÍNIMOS DE CORTE			
1	LT-1 SIN-A	LT-2 SIN-A	LT-3 SIN-A	LT SIN-B
2	LT-1 A-B	LT-2 A-B	LT SIN-B	
3	LT-1 B-C	LT-2 B-C	LT-3 B-C	
4	LT-1 C-E	LT-2 C-E	LT-1 C-I	LT-2 C-I
5	LT-1 C-E	LT-2 C-E	LT- E-I	
6	LT1- E-G	LT2- E-G	LT- E-H	LT- E-F
7	LT1- E-G	LT2- E-G	LT- E-H	LT- G-F
8	LT1- E-G	LT2- E-G	LT- G-H	LT- G-F
9	LT1- E-G	LT2- E-G	LT- E-F	LT- G-H
10	LT SIN-B	LT-1 A-B LT-2 A-B		
11	LT-2 A-B	LT-1 A-B LT-SINB		
12	LT-1 A-B	LT-2 A-B LT-SINB		

No	CONJUTOS MÍNIMOS DE CORTE			
13	LT-1 SIN-A	LT-2 SIN-A	LT-3 SIN-A	LT-1 A-B LT-SINB
14	LT-1 SIN-A	LT-2 SIN-A	LT-3 SIN-A	LT-2 A-B LT-SINB
15	LT-3 B-C	LT-1 B-C LT-2 B-C		
16	LT-2 B-C	LT-1 B-C LT-3 B-C		
17	LT-1 B-C	LT-2 B-C LT-3 B-C		
18	LT- E-I	LT-1 C-E LT-2 C-E		
19	LT-1 C-I	LT-2 C-I	LT-1 C-E LT-2 C-E	
20	LT-2 C-E	LT-1 C-E LT-E-I		
21	LT-1 C-E	LT-2 C-E LT-E-I		
22	LT-1 C-E LT-2 C-E	LT-1 C-I LT-2 C-I		
23	LT-1 C-E	LT-2 C-E	LT-1 C-I LT-2 C-I	
24	LT-2 C-E	LT-2 C-I	LT-1 C-I LT1-C-E	
25	LT-2 C-E	LT- E-I	LT-1 C-I LT1-C-E	
26	LT-1 C-E	LT-2 C-I	LT-1 C-I LT2-C-E	
27	LT-1 C-E	LT- E-I	LT-1 C-I LT2-C-E	
28	LT-2 C-E	LT-1 C-I	LT-2 C-I LT1-C-E	
29	LT-2 C-E	LT- E-I	LT-2 C-I LT1-C-E	
30	LT-1 C-E	LT-1 C-I	LT-2 C-I LT2-C-E	
31	LT-1 C-E	LT- E-I	LT-2 C-I LT2-C-E	
32	LT1- E-G	LT2- E-G	LT-E-F LT-E-H	
33	LT- E-H	LT- E-F	LT1-E-G LT2-E-G	
34	LT- E-F	LT- G-H	LT1-E-G LT2-E-G	
35	LT- E-H	LT- G-F	LT1-E-G LT2-E-G	
36	LT- G-H	LT- G-F	LT1-E-G LT2-E-G	
37	LT2- E-G	LT- E-H	LT1-E-G LT-E-F	
38	LT2- E-G	LT- G-H	LT1-E-G LT-E-F	
39	LT2- E-G	LT- E-F	LT1-E-G LT-E-H	
40	LT2- E-G	LT- G-F	LT1-E-G LT-E-H	
41	LT2- E-G	LT- E-H	LT1-E-G LT-G-F	
42	LT2- E-G	LT- G-H	LT1-E-G LT-G-F	
43	LT2- E-G	LT- E-F	LT1-E-G LT-G-H	
44	LT2- E-G	LT- G-F	LT1-E-G LT-G-H	
45	LT1- E-G	LT- E-H	LT2-E-G LT-E-F	
46	LT1- E-G	LT- G-H	LT2-E-G LT-E-F	
47	LT1- E-G	LT- E-F	LT2-E-G LT-E-H	
48	LT1- E-G	LT- G-F	LT2-E-G LT-E-H	
49	LT1- E-G	LT- E-H	LT2-E-G LT-G-F	
50	LT1- E-G	LT- G-H	LT2-E-G LT-G-F	
51	LT1- E-G	LT- E-F	LT2-E-G LT-G-H	
52	LT1- E-G	LT- G-F	LT2-E-G LT-G-H	
53	LT1- E-G	LT2- E-G	LT-G-F LT-G-H	
54	LT-3 SIN-A	LT SIN-B	LT1 SIN-A LT2 SIN-A	
55	LT-2 SIN-A	LT SIN-B	LT1 SIN-A LT3 SIN-A	
56	LT-1 SIN-A	LT SIN-B	LT2 SIN-A LT3 SIN-A	

Tabla 5.4.1: Conjuntos de corte empleados para la simulación Montecarlo

En nuestro estudio realizamos diversas simulaciones con diferentes tiempos totales simulados. Cabe mencionar que mientras el tiempo simulado se incrementaba, era mayor el tiempo de procesamiento en el equipo de cómputo. Por lo que una vez los resultados obtenidos comenzaron a estabilizarse, se tomó la decisión de no continuar, ya que los tiempos rebasaban 5 horas de simulación por el gran número de muestras. Los resultados de cada simulación se muestran en la Tabla 5.4.2.

Simulación No. 1			Indisponibilidad	0.00E+00
Número de muestras	1		Tasa de fallas (1/año)	0.00E+00
Tiempo de misión (hr)	8,760,000		Confiabilidad (en tiempo de misión)	1
Número máximo de pasos	1000		Promedio de fallas por muestra	0
Simulación No. 2			Indisponibilidad	3.83E-07
Número de muestras	10		Tasa de fallas (1/año)	1.10E-03
Tiempo de misión (hr)	8,760,000		Confiabilidad (en tiempo de misión)	0.3
Número máximo de pasos	1000		Promedio de fallas por muestra	1.1
Simulación No. 3			Indisponibilidad	5.10E-07
Número de muestras	100		Tasa de fallas (1/año)	9.10E-04
Tiempo de misión (hr)	8,760,000		Confiabilidad (en tiempo de misión)	0.36
Número máximo de pasos	1000		Promedio de fallas por muestra	0.91
Simulación No. 4			Indisponibilidad	4.95E-07
Número de muestras	100		Tasa de fallas (1/año)	1.07E-03
Tiempo de misión (hr)	8,760,000		Confiabilidad (en tiempo de misión)	0.29
Número máximo de pasos	1000		Promedio de fallas por muestra	1.07
Simulación No. 5			Indisponibilidad	4.85E-07
Número de muestras	100		Tasa de fallas (1/año)	9.70E-04
Tiempo de misión (hr)	8,760,000		Confiabilidad (en tiempo de misión)	0.39
Número máximo de pasos	1000		Promedio de fallas por muestra	0.97
Simulación No. 6			Indisponibilidad	5.09E-07
Número de muestras	100		Tasa de fallas (1/año)	9.10E-04
Tiempo de misión (hr)	8,760,000		Confiabilidad (en tiempo de misión)	0.37
Número máximo de pasos	1000		Promedio de fallas por muestra	0.91
Simulación No. 7			Indisponibilidad	5.75E-07
Número de muestras	1000		Tasa de fallas (1/año)	9.31E-04
Tiempo de misión (hr)	8,760,000		Confiabilidad (en tiempo de misión)	0.391
Número máximo de pasos	1000		Promedio de fallas por muestra	0.931
Simulación No. 8			Indisponibilidad	5.15E-07
Número de muestras	1000		Tasa de fallas (1/año)	9.25E-04
Tiempo de misión (hr)	8,760,000		Confiabilidad (en tiempo de misión)	0.405
Número máximo de pasos	1000		Promedio de fallas por muestra	0.925
Simulación No. 9			Indisponibilidad	5.27E-07
Número de muestras	1000		Tasa de fallas (1/año)	9.43E-04
Tiempo de misión (hr)	8,760,000		Confiabilidad (en tiempo de misión)	0.38
Número máximo de pasos	1000		Promedio de fallas por muestra	0.943
Simulación No. 10			Indisponibilidad	5.51E-07
Número de muestras	2000		Tasa de fallas (1/año)	9.38E-04
Tiempo de misión (hr)	8,760,000		Confiabilidad (en tiempo de misión)	0.379
Número máximo de pasos	1000		Promedio de fallas por muestra	0.938
Simulación No. 11			Indisponibilidad	5.21E-07
Número de muestra	2000		Tasa de fallas (1/año)	9.4E-04
Tiempo de misión (hr)	8,760,000		Confiabilidad (en tiempo de misión)	0.396
Número máximo de pasos	1000		Promedio de fallas por muestra	0.94

Tabla 5.4.2 Resultados de la simulación Montecarlo

De las simulaciones anteriores observamos que los conjuntos mínimos de corte en los que existe una persistencia de resultados, son los siguientes de acuerdo a la tabla 5.4.3:

Conjuntos Mínimos de Corte	Sim. No.2	Sim. No.3	Sim. No.4	Sim. No.5	Sim. No.6	Sim. No.7	Sim. No.8	Sim. No.9	Sim. No.10	Sim. No.11	Árbol Fallas
10 LT SIN-B, LT-1 A-B_LT-2 A-B	1.0E-4	7.0E-5	1.0E-4	9.0E-5	1.1E-4	1.1E-4	9.1E-5	1.0E-4	8.9E-5	8.4E-5	9.4E-5
11 LT-2 A-B, LT-1 A-B_LT-SINB	2.0E-4	8.0E-5	1.2E-4	1.7E-4	8.0E-5	1.1E-4	8.5E-5	1.0E-4	1.0E-4	9.4E-5	9.4E-5
12 LT-1 A-B, LT-2 A-B_LT-SINB	0	6.0E-5	6.0E-5	8.0E-5	9.0E-5	1.0E-4	8.4E-5	1.0E-5	8.9E-5	9.6E-5	9.4E-5
15 LT-3 B-C, LT-1 B-C_LT-2 B-C	2.0E-4	8.0E-5	1.4E-4	8.0E-5	1.5E-4	9.1E-5	1.2E-4	9.2E-5	1.0E-4	9.7E-5	9.4E-5
16 LT-2 B-C, LT-1 B-C_LT-3 B-C	0	1.1E-4	1.2E-4	6.0E-5	6.0E-5	9.2E-5	9.3E-5	9.6E-5	9.3E-5	9.3E-5	9.4E-5
17 LT-1 B-C, LT-2 B-C_LT-3 B-C	3.0E-4	8.0E-5	1.5E-4	8.0E-5	6.0E-5	7.3E-5	9.0E-5	8.3E-5	8.5E-5	8.6E-5	9.4E-5
18 LT- E-I, LT-1 C-E_LT-2 C-E	1.0E-4	1.2E-4	1.0E-4	9.0E-5	1.0E-4	9.5E-5	8.4E-5	9.5E-5	9.3E-5	9.9E-5	9.4E-5
20 LT-2 C-E, LT-1 C-E_LT-E-I	2.0E-4	1.5E-4	2.1E-4	1.2E-4	1.2E-4	1.3E-4	1.2E-4	1.2E-4	1.2E-4	1.3E-4	1.3E-4
21 LT-1 C-E, LT-2 C-E_LT-E-I	0	1.6E-4	7.0E-5	1.7E-4	1.4E-4	1.2E-4	1.4E-4	1.2E-4	1.3E-4	1.3E-4	1.3E-4
22 LT-1 C-E_LT-2 C-E, LT-1 C-I_LT-2 C-I	0	0	0	2.0E-5	0	1.3E-5	2.1E-5	1.4E-5	1.1E-5	1.2E-5	1.4E-5
Total	1.10E-3	9.10E-4	1.07E-3	9.70E-4	9.10E-4	9.31E-4	9.25E-4	9.43E-4	9.38E-4	9.40E-4	9.32E-4

Tabla 5.4.3: Resultados de la simulación Montecarlo comparado con árbol de fallas

Como se alcanza a apreciar en la figura 5.8 y en la tabla 5.4.3 en las primeras 6 simulaciones, los resultados fueron muy variados en cuanto a valores de los conjuntos mínimos de corte, así como en cuanto a los mismos conjuntos que se presentaron. Sin embargo, puede verse que mientras se fueron aumentando la cantidad de muestras en cada una de las simulaciones, los resultados fueron presentando un comportamiento de convergencia en valores de conjuntos mínimos de corte iguales, lo cual se alcanza a apreciar en las últimas 5 simulaciones donde se da repetición en los conjuntos de corte obtenidos, y una convergencia dentro de un 1%.

Así, la convergencia alcanzó un intervalo de +/-10% para unas cien veces el tiempo esperado entre fallas del sistema, y +/-1% para mil veces; esto es, si la tasa de falla de nuestro sistema es aproximadamente 0.001/año, entonces se requiere simular un millón de horas para alcanzar este punto.³

La última columna de la figura 5.8 y tabla 5-4 muestra los valores obtenidos de la cuantificación del árbol de fallas para los CMC correspondientes, los cuales concuerdan dentro de un +/-1% con los resultados de las simulaciones Montecarlo más precisas.

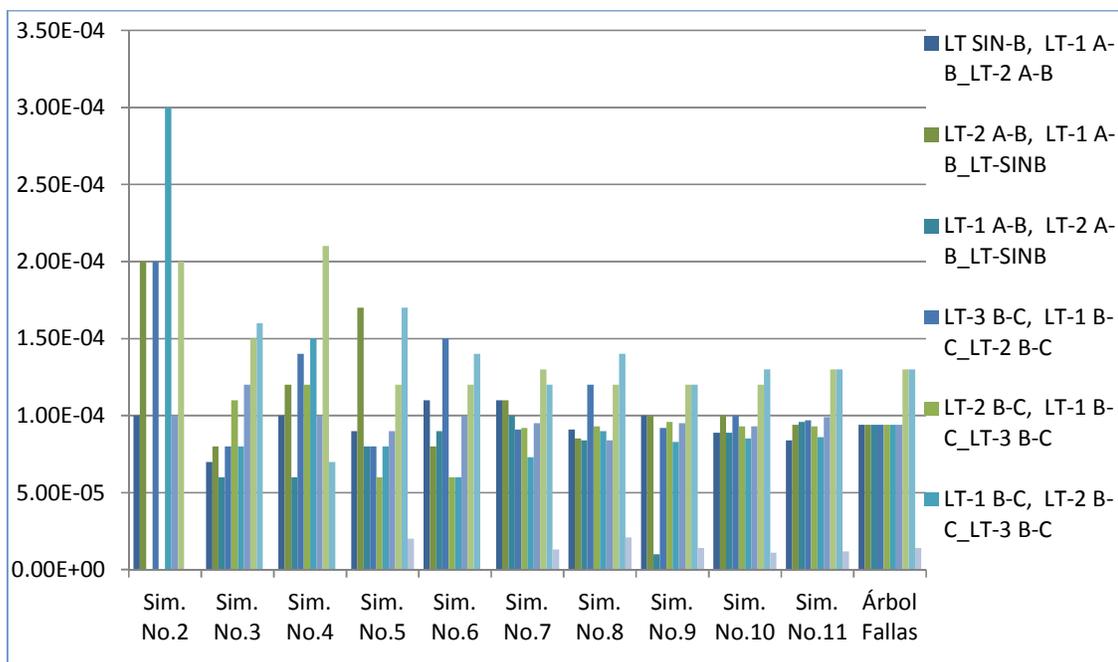


Figura 5.8 Comparación de resultados por simulación Montecarlo con resultado en Árbol de Fallas

³ Esta simulación requirió unas 5 horas de tiempo de máquina, pero los programas empleados son prototipos que no han sido optimizados para tiempos de ejecución.

5.5 Procesos de Markov

Los Procesos de Markov son buenos modelos para muchos sistemas estocásticos, incluyendo ciertos sistemas de colas, sistemas de inventario, confiabilidad y mantenimiento de sistemas.

Para la aplicación de éste método tenemos que existen dos etapas respecto a las probabilidades de cada posible estado de un sistema, las cuales son:

(1) etapa transitoria, en donde las probabilidades de los estados del sistema varían como función del tiempo t , habiendo comenzado típicamente con probabilidad 1.0 para el estado con todo el equipo funcionando y cero para los demás, y

(2) etapa de equilibrio, en donde las probabilidades de los estados del sistema se estabilizan a largo plazo, alcanzando un “estado estacionario”.

Con la utilización de estos métodos es factible calcular las probabilidades de estado estacionario, pero de éstas sólo se obtiene la indisponibilidad a largo plazo[10].

El cálculo del número esperado de fallas, la tasa de fallas y la confiabilidad pueden obtenerse mediante algunas técnicas, entre éstas podemos destacar el método conocido como “randomización” mediante el cual, cada paso de tiempo en el proceso de Markov se traduce a un proceso de Poisson, para el cual se puede obtener una expresión analítica de transferencia entre estados; es decir, el proceso de Poisson permite manejar cada cambio de estado de un proceso continuo de Markov como un proceso discreto, permitiendo así la solución analítica.

Aun y cuando el análisis de estos modelos es a menudo restringido a un comportamiento en estado estacionario, es decir, a los sistemas en equilibrio, hay muchos casos en que el comportamiento transitorio del proceso es importante como por ejemplo:

1.- En algunos sistemas con comportamiento estocástico de tiempo homogéneo, la convergencia para la etapa de equilibrio es tan lenta que el comportamiento de equilibrio no es representativo del comportamiento actual del sistema.

2.- El comportamiento transitorio es útil en la obtención de los resultados de equilibrio para algunos modelos. Por ejemplo, el comportamiento en estado estable de procesos regenerativos es caracterizado por el comportamiento durante un ciclo individual.[8]

En general, las probabilidades del estado transitorio de los procesos de Markov se pueden calcular mediante la resolución de un sistema de ecuaciones diferenciales lineales de primer orden. Sin embargo es rara la vez que pueda obtenerse una buena solución analítica.

Regularmente, se deben utilizar métodos numéricos para resolver las probabilidades en su etapa transitoria.

Iniciaremos por describir el método general denominado como “randomización” el cual es usado para calcular las probabilidades transitorias de los procesos de Markov con espacios de estados finitos, por ejemplo, las colas finitas (con un número finito de origen o de capacidad finita). El método puede ser utilizado en muchos procesos de Markov de estado infinito, aproximando el proceso con los Procesos de Markov de estados finitos.

El enfoque que tiene el método de “randomización” tiene la ventaja de tener una interpretación probabilística que puede ser explotada en la generación de modelos eficientes y cálculos para una amplia clase de modelos de Markov.

5.5.1 Probabilidades de Etapa Transitoria de Procesos de Markov

Para la siguiente sección iniciemos tomando un proceso de Markov $\{X(t), t > 0\}$ en un espacio de estados finitos como lo es $S = \{0, 1, \dots, N\}$. La evolución de este proceso en forma estocástica es caracterizada por su matriz generadora Q , la cual queda definida por:

$$Q = \begin{pmatrix} -q_0 & q_{01} & q_{02} & \dots & \dots & q_{0N} \\ q_{10} & -q_{11} & q_{12} & \dots & \dots & q_{1N} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ q_{N0} & q_{N1} & q_{N2} & \dots & \dots & -q_{NN} \end{pmatrix}$$

Ec.5.6

como resultado de esta matriz tendremos que al realizar la suma de las filas tendremos cero como valor final, tal como se indica en la ecuación 5.7:

$$\sum_{j \neq i} q_{ij} - q_i = 0 \quad \text{Ec. 5.7}$$

donde el elemento q_{ij} se define como el límite de la probabilidad de que esté en p_{ij} tal como se muestra en la ecuación 5.8

$$q_{ij} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} p_{ij} \frac{(\Delta t)}{\Delta t} \quad \text{Ec. 5.8}$$

donde p_{ij} , es definida como la probabilidad condicional de un evento futuro dado el evento actual, la cual es independiente de los eventos pasados tal como se indica en la ecuación 5.9.

$$p_{ij}(\Delta t) = \Pr \{X(t + \Delta t) = j \mid X(t) = i\} \quad \text{Ec. 5.9}$$

si ahora hacemos que $\pi_j(t) = \Pr\{X(t) = j\}$ y $\pi(t) = (\pi_0(t), \pi_1(t), \dots, \pi_N(t))$; entonces tendremos la ecuación conocida como “Kolmogorov forward” [32] la cual se muestra en la ecuación 5.10:

$$\pi'(t) = \pi(t)Q \quad \text{Ec. 5.10}$$

Es importante considerar que la existencia de elementos con valores de signo negativo en la diagonal de la matriz generadora “Q” nos llevaría a la obtención de posibles errores que pueden ser graves para la solución de nuestro proceso.[44,8]

El método de “randomización” está diseñado para dar solución a la ecuación 5.10 siendo Q el generador de un proceso de Markov y π el vector de probabilidad. Podemos destacar que el enfoque del método de “randomización” se basa en la subordinación de las cadenas de Markov a un proceso de Poisson.[8]

5.5.2 Subordinación de las cadenas de Markov a un proceso de Poisson.

Como se indicó en el apartado anterior la solución a través de la “randomización” consiste en subordinar una cadena de Markov a través de un proceso de Poisson; es decir sea $\{Y_n, n = 0, 1, 2, \dots\}$ una cadena de Markov en un espacio de estados numerables S con una matriz de transición P y sea $\{N(t), t \geq 0\}$ el proceso de conteo de un proceso de Poisson con una tasa Λ , y supongamos ahora que $\{Y_n\}$ y $\{N(\cdot)\}$ son independientes.

Entonces definimos una cadena de Markov subordinada a un proceso de Poisson como el proceso $\{X(t) = Y_{N(t)}, t \geq 0\}$ donde sabemos que $\{X(t), t \geq 0\}$ es un proceso en tiempo continuo con una matriz generadora de $Q = \Lambda (P - I)$ con la misma distribución inicial del proceso como $\{Y_{N(t)}, t \geq 0\}$ y $\{X(t), t \geq 0\}$. [45][8]

5.5.3 Aplicación de la metodología

En el presente trabajo aplicaremos el método en un ejemplo de inicio para observar el comportamiento con pocos elementos, para luego valorar el aplicar este método al sistema completo en estudio bajo ciertas consideraciones.

Cabe señalar que como parte de la investigación realizada así como la necesidad de aplicar el método de procesos de Markov a problemas de confiabilidad en sistemas eléctricos, se optó por la utilización de programas de cómputo que pudieran acoplarse a estas necesidades, llegando a la conclusión de tener que desarrollar una aplicación sencilla en Excel ante los resultados obtenidos en la investigación de programas, siendo que únicamente se obtuvieron aplicaciones que resolvieran problemas de confiabilidad utilizando otro tipo de metodologías o en el caso de aquellos programas que aplicaban los procesos de Markov, estos estaban adecuados para temas relacionados con investigación de operaciones, actuaría, problemas de cola, computación, etcétera. Entre los programas de cómputo que cumplían con nuestra necesidades podemos mencionar el ITEM toolkit en su versión 7.09.1 [46], el Vose ModelRisk Industrial versión 4.0.1 [47] y los complementos a Excel realizados por Paul A Jensen del Operation Research Group de la University of Texas [24], de los cuales concluimos que el programa de ITEM toolkit [46] cuenta con las características requeridas en nuestro estudio, sin embargo tiene la limitante de tener un número determinado de transiciones entre los estados definidos.

En la figura 5.9 se observa que en principio utilizaremos los siguientes elementos de la red de estudio:

LINEAS DE TRANSMISION	LT1A-B	LT2 A-B	LT SIN-B	LT1SIN-A	LT3SIN-A
	LT1B-C	LT2 B-C	LT3 B-C	LT2SIN-A	
SUBESTACIONES	SE A	SE B	SE C		

Tabla 5.5.1. Relación de elementos asociados

Como se había mencionado para nuestro ejemplo, contemplamos como elementos las subestaciones eléctricas, las cuales nos da un total de 3 por lo que tendremos 2^3 estados posibles, esto nos da como resultado 8 estados en los cuales se pudiera encontrar el sistema que estamos estudiando en este momento.

Utilizamos las siguientes abreviaciones para distinguir nuestro desarrollo:

E_n = estado # n

0= estado en el cual la Subestación se encuentra fuera o fallada

1= estado en el cual la Subestación se encuentra funcionando.

	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8
SE A	1	0	1	1	0	0	1	0
SE B	1	1	0	1	0	1	0	0
SE C	1	1	1	0	1	0	0	0

Tabla 5.5.2. Estados posibles

Ahora explicaremos brevemente los ocho estados

E1	Las tres Subestaciones se encuentran en funcionamiento
E2	La Subestación A se encuentra fallada
E3	La Subestación B se encuentra fallada
E4	La Subestación C se encuentra fallada
E5	La Subestación A y B se encuentra fallada
E6	La Subestación A y C se encuentra fallada
E7	La Subestación B y C se encuentra fallada
E8	Las tres Subestaciones ABC se encuentran falladas

Tabla 5.5.3. Lista de estados posibles

Para ilustrar cada uno de estos estados en el que se encuentra el sistema de ejemplo y entender de forma más sencilla las implicaciones que conlleva, en la figura 5.10 se muestran las diferentes situaciones que pudieran tenerse.

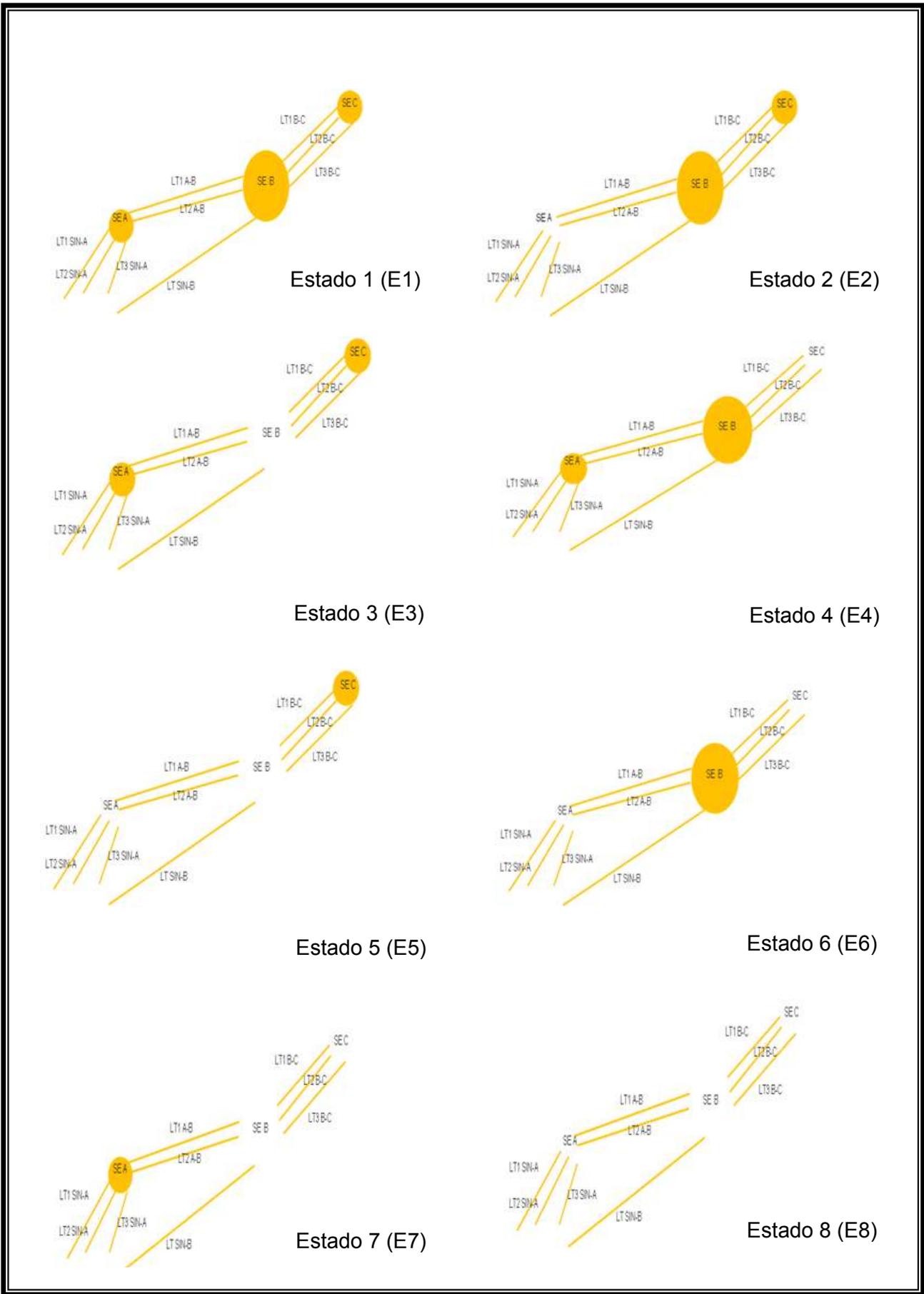


Figura 5-10-Representación gráfica de los estados

Una vez obtenido los diferentes estados en los que el sistema puede estar, se realiza un diagrama de eventos, el cual es una representación gráfica donde se relacionan los estados posibles a través de líneas que representan la tasa de fallas o la tasa de reparación que se tiene para pasar de un estado a otro.

Para nuestro caso, estando en el estado E1 tenemos la posibilidad de pasar a los estados E2,E3 y E4, pero a la vez estando en los estados E2,E3 y E4 podemos regresar al estado E1 una vez que se haya reparado, continuando el desarrollo podemos observar que estando en el estado E2 podemos pasar por falla a los estados E5 y E6 , de igual forma estando en el estado E3 podemos pasar a los estados E5 y E7 , en el estado E4 es posible pasar por falla a los estados E6 y E7 y así sucesivamente hasta obtener el diagrama de la figura 5.11:

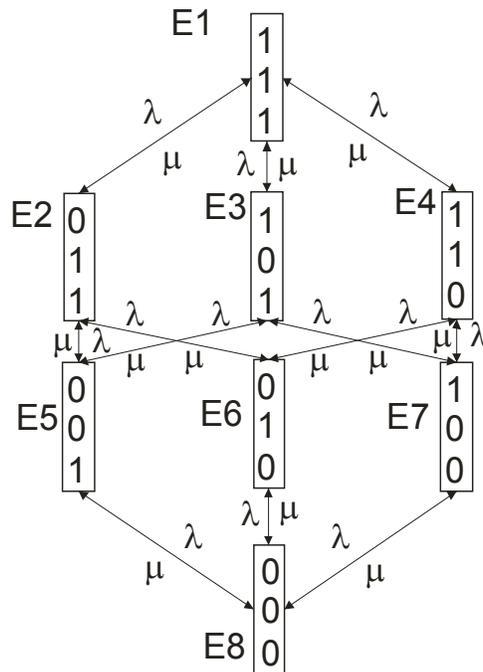


Figura 5.11 Diagrama de estados para 8 Estados

Consideremos para el ejemplo anterior que las tasas de fallas y reparación se comportan igual con los valores siguientes:

λ	ν
$1 E^{-03}$ falla/hora	$1 E^{-04}$ hora

tenemos por la ecuación 5.6 que la matriz generadora deberá cumplir con la ecuación 5.7, en donde la suma de las filas de la matriz deberá tener como resultado cero.

Por lo cual tendremos como resultado la siguiente matriz cuadrática en donde los elementos serán llenados de la siguiente forma

	S 1	S 2	S 3	S 4	S 5	S 6	S 7	S 8
S 1	-0.003	1.00E-03	1.00E-03	1.00E-03	0	0	0	0
S 2	1.00E-04	-0.0021	0	0	1.00E-03	0	1.00E-03	0
S 3	1.00E-04	0	-0.0021	0	1.00E-03	1.00E-03	0	0
S 4	1.00E-04	0	0	-0.0021	0	1.00E-03	1.00E-03	0
S 5	0	1.00E-04	1.00E-04	0	-0.0012	0	0	1.00E-03
S 6	0	0	1.00E-04	1.00E-04	0	-0.0012	0	1.00E-03
S 7	0	1.00E-04	0	1.00E-04	0	0	-0.0012	1.00E-03
S 8	0	0	0	0	1.00E-04	1.00E-04	1.00E-04	-0.0003

Ahora que tenemos la matriz generadora ejecutamos nuestra aplicación con los siguientes resultados:

para un tiempo $t= 0$ tendríamos $P(0)=$

S 1	1
S 2	0
S 3	0
S 4	0
S 5	0
S 6	0
S 7	0
S 8	0

ahora cambiando el parámetro de $t=1$ una $P(1)=$

S 1	0.997004645
S 2	9.97453E-05
S 3	9.97453E-05
S 4	9.97453E-05
S 5	9.97902E-09
S 6	9.97902E-09
S 7	9.97902E-09
S 8	9.98352E-13

Es decir el 99% del tiempo estaremos en el estado E1 que significa estar en una condición estable y en E8 que sería una condición de indisponibilidad el tiempo sería muy pequeño.

Para $t=10$ una $P(10)=$

S 1	0.970460134
S 2	0.000974837
S 3	0.000974837
S 4	0.000974837
S 5	9.79234E-07
S 6	9.79234E-07
S 7	9.79234E-07
S 8	9.8365E-10

De igual forma el 97% del tiempo estaremos en el estado E1 que significa estar en una condición estable y en E8 que sería una condición de indisponibilidad la probabilidad de estar en este estado sería muy pequeña.

Recordemos que Markov permite, para ciertos sistemas con determinadas características obtener la probabilidad en estado estable debido a que la naturaleza de las probabilidades converge a valores particulares que determinan la probabilidad del sistema.

$$\lim_{n \rightarrow \infty} P_{ij(n)} = \pi_j \quad \text{Ec. 5.11}$$

En un ejemplo en donde el sistema sea sometido a 100 horas tendremos que el porcentaje de tiempo que pasará en el estado E1 será del 74 % a diferencias de los resultados anteriores.

Para una $t=100$ una $P(100)=$

S 1	0.741964235
S 2	0.007761066
S 3	0.007761066
S 4	0.007761066
S 5	8.1182E-05
S 6	8.1182E-05
S 7	8.1182E-05
S 8	8.49177E-07

De éste ejemplo determinamos que al continuar aumentando el tiempo a nuestro modelo, no tenemos un valor de convergencia, por lo que concluimos que con el modelo de Markov no siempre es posible la convergencia al tiempo deseado, aunque y cuando algunos sistemas alcanzan estado estacionario en tiempos relativamente cortos.

Por lo anterior en este trabajo dejamos la aplicación de este método, sin aplicación a nuestra red de estudio.

5.5.4 Problemas de convergencia

Es factible estimar la indisponibilidad en estado estacionario resolviendo un sistema de ecuaciones lineales, pero no existe un recurso similar para obtener la tasa de ocurrencia o la confiabilidad, que son las métricas de interés para nuestra aplicación.

Existe también una solución al sistema de ecuaciones diferenciales que representan al proceso continuo de Markov para estado transitorio, la cual emplea la expansión en series de Taylor de los términos exponenciales para permitir expresar la solución como una sumatoria de operaciones con matrices, cada matriz correspondiendo a un término de la serie de Taylor. Esta solución ha sido propuesta reiteradamente en la literatura sobre confiabilidad [4,27], y funciona apropiadamente para sistemas con tasas de falla pequeñas comparadas con el tiempo de misión (como es generalmente el caso), ya que

esto satisface el requisito de convergencia de las series de Taylor. Sin embargo, al introducir la posibilidad de reparación en el modelo, se añaden términos exponenciales donde la tasa de reparación se multiplica con el tiempo de misión, siendo este producto generalmente mucho mayor que 0.1, imposibilitando la convergencia de la serie de Taylor. Esta limitación afecta también a programas comerciales para aplicaciones de Markov a confiabilidad, como los mencionados anteriormente[46,47], sin que se reconozca claramente en su documentación.

Con respecto a las técnicas de “randomización” para resolver el proceso de Markov, en la práctica, los ejemplos realizados en el presente trabajo mostraron que continúan teniendo limitaciones numéricas para las tasas de reparación y tiempos de misión requeridos en el caso de estudio.

Por lo tanto podemos concluir que sólo es factible calcular las probabilidades de un sistema en estado estacionario para la métrica de indisponibilidad.

5.5.4 Problemas con el tamaño de la matriz generadora

Otro problema con el que nos enfrentamos fue el relacionado con el tamaño de la matriz generadora, como vimos en el ejemplo anterior, realizar un estudio a través de Markov implica desarrollar y resolver una matriz cuadrada de 2^n estados en donde n se refiere al número de elementos modelados. En nuestra red de estudio, tomando como nodos o elementos el número de subestaciones, tendríamos que $n=12$ por lo que se tendrían $2^n = 4096$ estados posibles, llevando a resolver una matriz cuadrada de 4096×4096 . Esto hace el modelado y cuantificación poco atractivo, aun y cuando en la matriz de transición no todos los campos serán llenados.

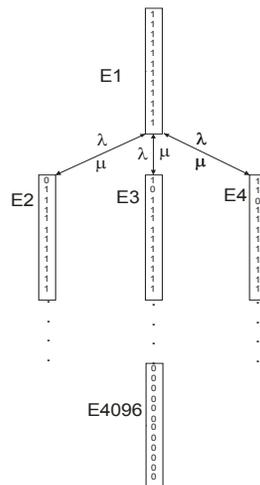


Figura 5.12 Diagrama de estados para 4096 Estados

Es importante destacar que en una matriz de este tipo existen patrones repetitivos que se van añadiendo diagonalmente a medida que se genera la matriz. Por ejemplo, si dos segmentos independientes de la red constan de tres líneas, ambos tendrán un total de $2^3=8$ posibles estados, y las casillas que

representan los saltos por falla, falla de causa común y reparación serán las mismas, posiblemente con las mismas tasas de ocurrencia. De esta manera, el número total de estados de un arreglo serie-paralelo con tres segmentos de tres líneas cada uno no sería $2^9=512$, sino $3 \times 2^3=24$.

Ahora bien, cuando las matrices son muy grandes y esparcidas, como las requeridas para la red de estudio, existen algoritmos que permiten generarlas en forma automatizada; un ejemplo es la aplicación del algebra de Kronecker propuesta por algunos autores [10]. La exploración de estos métodos está más allá del alcance del presente trabajo, pero representa una oportunidad para trabajos futuros.

6 Interpretación y Conclusiones

6.1 Resultados obtenidos

El uso de varios métodos disponibles para determinar la confiabilidad de una red eléctrica aplicada a un área de transmisión interconectada hizo posible compararlos y determinar sus fortalezas y debilidades.

El método de conjuntos de corte (CMC) arroja un total de nueve conjuntos para la red de estudio, los cuales corresponden con los obtenidos en la versión más simple del árbol de fallas, que contiene únicamente los eventos básicos de indisponibilidad de las líneas. Sin embargo, al añadir fallas de causa común el número de CMC crece a 56, y al separar los eventos de indisponibilidad e iniciadores llega hasta 200, mostrando la dificultad de producir un modelo más completo directamente a partir del diagrama de flujo. Los CMC empleados para simulación Montecarlo no requieren este último refinamiento, ya que la identificación de cuáles líneas están en reparación después de fallar y cuáles en operación es parte inherente de la simulación.

La diferencias encontrada entre la cuantificación de los conjuntos del árbol de fallas y de la simulación Montecarlo se debe en parte a la generación de conjuntos no-mínimos desde el árbol de fallas, originados por CMC con fallas de causa común con más líneas de las requeridas para la falla del sistema; estos conjuntos no-mínimos no pueden ser eliminados por reducción Booleana, debido a que el árbol de fallas no tiene manera de identificar la dependencia entre las fallas individuales y las fallas de causa común, ya que son eventos diferentes y por lo tanto se asumen como independientes. Los conjuntos no-mínimos aportan un 10% al resultado de los árboles de fallas.

Cabe destacar que es conservador introducir conjuntos no mínimos, y se considera preferible a omitir fallas de causa común, ya que éstas generalmente dominan la probabilidad de falla del sistema, como ocurre en nuestro caso de estudio.

Otra diferencia entre ambas cuantificaciones de CMC ocurre debido al error por convergencia de la simulación aleatoria, la cual también oscila alrededor del 1%, para un tiempo de simulación debajo de mil veces el tiempo esperado entre fallas del sistema.

Fuera de estas dos diferencias, los métodos de árbol de fallas y simulación Montecarlo arrojan resultados aceptablemente consistentes, siendo la principal ventaja para el primero los tiempos de ejecución, y para el segundo la mayor simplicidad de los conjuntos de corte empleados para cuantificar. Esta es una de las principales conclusiones del trabajo, al validar que el modelo de eventos iniciadores del árbol de fallas es capaz de producir resultados ligeramente conservadores respecto a la simulación estocástica.

Respecto al modelo de Markov, no fue posible obtener resultados cuantitativos que pudieran compararse con los demás modelos. Las limitaciones de convergencia con los métodos de solución disponibles impidieron obtener un resultado estable, aun limitando el modelo a una porción manejable de la red de estudio, ya que la problemática de convergencia se origina por la magnitud de las tasas de falla y reparación propias de esta red.

Por lo anterior podemos concluir con cada uno de ellos de la manera presentada a continuación.

6.1.1 Conjuntos Mínimos de Corte:

Este método es muy sencillo de utilizar, y no tiene complicaciones al momento de aplicarlo; sin embargo, carece de un análisis a fondo de las posibles fallas que pueden afectar a los sistemas, ya que al concentrarse en el diagrama de flujo, no lleva a visualizar posibilidades de falla que se propagan por vías diferentes al flujo, como son los sistemas de apoyo, las fallas de causa común, y los errores humanos[34].

A pesar de lo anterior, es una herramienta que puede ser considerada como primera aproximación o en sistemas pequeños no muy complejos. Cabe mencionar que el método de Simulación Montecarlo utiliza los conjuntos mínimos de corte como entrada y el método de Árboles de Fallas produce estos conjuntos como resultado, por lo cual puede considerarse como una fuente de información para el primero y una forma de validación de resultados para el segundo.

6.1.2 Árbol de fallas:

Los Árboles de Fallas se basan en reglas lógicas que pueden ser creadas de acuerdo al conocimiento del comportamiento del sistema, por lo que permite añadir modos de falla o correcciones a la lógica de fallas para modelar de manera más cercana a la realidad. Sin embargo, los árboles de fallas tienen dificultad para representar sistemas redundantes que se encuentran en operación continua, como el caso de estudio seleccionado para este trabajo. Esta dificultad consiste en la necesidad de distinguir entre las fallas que llevan a indisponibilidad temporal del equipo, y las fallas en operación que completan la falla del sistema sin dar oportunidad de repararlo.

La cuantificación de los árboles de fallas generalmente se hace aplicando las reglas de reducción Booleana para obtener los conjuntos mínimos de corte, y después se emplea un artificio para cuantificar probabilísticamente los conjuntos de corte el cual consiste en multiplicar los eventos de cada conjunto y sumar las probabilidades de todos ellos. Con este artificio se omite todo detalle de la formulación matemática del problema de confiabilidad, por lo que representa una motivación para las comparaciones realizadas en este trabajo. De los resultados obtenidos se concluye que esta forma simplificada de cálculo, aplicada a un modelo de eventos iniciadores con fallas de causa común, proporciona valores razonablemente conservadores respecto al cálculo más realista por simulación estocástica.

6.1.3 Simulación Montecarlo:

La simulación Montecarlo proporciona un método no analítico de cuantificación de conjuntos de corte, y por lo tanto diverso respecto al esquema de cuantificación convencional, con el que se tiene la gran ventaja de que las combinaciones de eventos se plantean tomando en cuenta factores aleatorios importantes en el proceso, como son la competencia entre el tiempo de reparación y la ocurrencia de fallas en las líneas redundantes. Sin embargo, los resultados obtenidos requieren un gran número de muestras para llegar a ser estables en cuanto a valores de los conjuntos mínimos de corte; para una convergencia de +/-1% se simularon unas mil veces el tiempo esperado entre fallas del sistema.

La simulación Montecarlo también se ha empleado como método de cuantificación directa de los árboles de fallas, siendo de hecho el primero que se utilizó para ese propósito [29]. Este enfoque no se incluyó en el alcance del presente trabajo por considerarlo equivalente a la cuantificación de conjuntos mínimos de corte, pero podría resultar de interés en un trabajo futuro enfocado a la cuantificación directa de árboles de fallas. Sin embargo, los resultados obtenidos muestran que los tiempos de ejecución no son favorables para este tipo de métodos, al compararlos con programas actuales de reducción Booleana.

6.1.4 Proceso de Markov:

Después de aplicar la metodología descrita por los procesos de Markov a una red eléctrica, determinamos que mientras más nodos contenga la red se vuelve menos práctico el uso de este método, por la dificultad de manejar matrices de transición muy grandes. Se identificaron métodos propuestos que podrían ayudar en la construcción y manejo de estas matrices [8,9,10], los cuales representan un área de oportunidad para trabajos futuros.

Es factible estimar el estado estacionario resolviendo un sistema de ecuaciones lineales, pero éste sólo obtiene indisponibilidad. Existe la técnica de transformación a procesos de Poisson conocida como "randomización" para obtener frecuencias o confiabilidad, pero también presenta problemas de convergencia.

En relación a los programas de cómputo encontrados, podemos concluir que la mayoría de éstos están dedicados a resolver problemas aplicados a temas económicos de actuaria, problemas de cola y aplicaciones informáticas por citar algunos. Aquellos programas que se encontraron más generales presentan principalmente problemas en el manejo de matrices de gran tamaño, por lo que se limitan a resolver problemas de pocos estados, por esta razón se tomó la decisión de crear una aplicación acondicionada a nuestras necesidades sin tener resultados esperados ya que se presentaron problemas de convergencia como en algunos programas comerciales.

6.2 Conclusiones del estudio

El problema de representar los 2^n posibles estados de un sistema de transmisión es inherente al sistema, independientemente del método empleado.

Lo que pueden hacer algunos métodos, en mayor o menor grado, es facilitar el análisis de ese gran número de combinaciones. Por ejemplo, los conjuntos de corte se enfocan a identificar únicamente las combinaciones que son relevantes para un objetivo preestablecido, y los árboles de fallas hacen lo mismo con menor eficiencia, pero con una estrategia que facilita el proceso de modelado y su revisión. Por otro lado, la simulación Monte Carlo requiere uno de los dos métodos anteriores para probar si las combinaciones con mayor probabilidad de ocurrencia llevan a falla del sistema, obteniendo por un lado cierta eficiencia estadística a costa de cierta ineficiencia combinatoria.

Finalmente, el modelo de Markov implica la representación más extensa de las combinaciones de falla del sistema, mostrando cada una de ellas como nodos en sus gráficas dirigidas y como renglones y columnas en las matrices de transición subyacente. Este número de nodos vuelve impráctica la construcción y revisión de la gráfica dirigida y su matriz, perdiendo con esto la percepción visual del modelo. Un área de oportunidad para trabajos futuros que se puede concluir de esta limitación, es la construcción automatizada de la matriz de transición, a partir de la lógica del árbol de fallas o de los conjuntos de corte, no habiendo encontrado ninguna publicación que explore este enfoque.

BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS

Se realizó una revisión de la teoría relacionada con los estudios de confiabilidad y se elaboró un extracto de definiciones y conceptos; pese a que algunos de éstos no participan directamente en la metodología propuesta se incluyeron por considerarse de vital importancia y muy enriquecedor para la comprensión del tema de estudio.

- 1.-Análisis de Riesgo Industrial
Jesús Salomón Llanes, Manuel Perdomo Ojeda, Genaro Mosquera
Centro de altos estudios generacionales ISID-2001
ISBN 9-800-01491-8
- 2.-Disponibilidad y confiabilidad de sistemas industriales
Jesús Salomón Llanes, Manuel Perdomo Ojeda, Genaro Mosquera
Centro de altos estudios generacionales ISID-1995
ISBN 9-800-00889-6
- 3.-Reliability Evaluation of Engineering Systems, Concepts and Techniques,
Roy Billinton, Ronald N Allan
Plenum Press -1992
ISBN 0-306-44063-6
- 4.-Power System Reliability Calculations- measures of Reliability and Methods
of Calculations
Gaver, D.P. , Montmeat, F.E., Patton A.D.
IEEE transactions on power apparatus and system 1964,
Vol. Pas-83 , pp 727-737
- 5.-Qualitative Evaluation of Permanent Outages in Distribution Systems
IEEE transactions on power apparatus and system 1975
Vol. Pas-94 , pp 733-741
- 6.-A Computerised Approach to Substation and Switching Station Reliability
Evaluation
Roy Billington, R Grover M.S
IEEE transactions on power apparatus and system 1974
Vol. Pas-93 , pp 1488-1497
- 7.-Reliability assessment of transmission and distribution system
Roy Billington, R Grover M.S
IEEE transactions on power apparatus and system 1975
Vol. Pas-94 , pp 724-732
- 8.-The Randomization Technique as a Modeling Tool and Solution Procedure
for Transient Markov Processes,
Donald Gross and Douglas R. Miller, 1984
Vol. 32, pp. 343-361

- 9.-Nineteen Dubious Ways to Compute the Exponential of a Matrix,
C. Moler and C.F. vanLoan, 1978
Vol. 20, pp. 801-835
- 10.-Kronecker Based Matrix Representations for Large Markov Models, in
Validation of Stochastic Systems Lecture Notes in Computer Science
Peter Buchholz and Peter Kemper,2004.
Vol. 2925/2004, pp. 367-376
- 11.-Model-Checking Algorithms for Continuous-Time Markov Chains, IEEE
Transactions on Software Engineering,
Christel Baier, et al, julio 2003
Vol. 29, no. 7, pg. 1-17
- 12.-Power System Reliability Análisis vol.2
Composite Power System Reliability Evaluation
Cigre task force 38-03-10
- 13.-A Probability Method for Transmission and Distribution Outage Calculation
Todd, Z.G
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems 1964
Vol. Pas-83 , pp 695-701
- 14.-Valor de la Confiabilidad en el Sistema Eléctrico
Daniel Murguerza, Ernesto Kerszberg, Rodrigo Fernández.
CEARE Notas de Asignatura - 2003
- 15.-Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución
Aldo Gary Arriagada Mass
Pontificia Universidad Católica de Chile- Escuela de Ingeniería
Tesis Maestría 1994
- 16.-Introducción al Análisis Probabilístico de Seguridad
MC. Pamela Fran Nelson Edelstein
Dr. Manuel González Cuesta
UNAM- Notas de Asignatura de Maestría en Sistema Energéticos-2009
- 17.-Estabilidad en Redes Eléctricas
Comisión Federal de Electricidad - CENACE-ACP
Notas de Curso-2009
- 18.-CEV funcionamiento y mantenimiento
Compañía ABB
Notas de Curso-2010
- 19.-Confiabilidad en Sistemas Industriales
Lauro Jaime Ramos Soto
Universidad Nacional Autónoma de México-Facultad de ingeniería
Tesis Maestría 2007

- 20.-Comparación de métodos de análisis de confiabilidad aplicados a sistemas eléctricos industriales.
Ing. Eduardo Hernández Martínez
IIE-Temixco, Morelos.
- 21.-Análisis de confiabilidad de sistemas de distribución de energía eléctrica
Miguel Vega Ortiz
Universidad Nacional Autónoma de México-Facultad de Ingeniería
Tesis Licenciatura 2007
- 22.-Reglamento Interno para la Operación del Sistema Eléctrico Nacional
Comisión Federal de Electricidad- Subdirección Operación-CENACE
Notas de Curso-2010
- 23.-Introducción a la investigación de operaciones,
F.Hillier-G Lieberman.
Ed. Mc Graw hill
ISBN:0-072-32169-5
- 24.- <http://www.me.utexas.edu/~jensen/ORMM/index.html/>
Operations Research Models and Methods
Paul A. Jensen and Jonathan F. Bard
John Wiley and Sons 2003
ISBN: 0-471-38004-0
- 25.-Introducción a los Procesos Estocásticos
Luis Rincón
Departamento de Matemáticas, Facultad de Ciencias UNAM,
Notas de curso enero 2011
- 26.-Systems Analysis Programs for Hands-on Integrated Reliability evaluations
(SAPHIRE) Vol.4 Tutorial
D.O' Neal, NRC Project Manager
NUREG septiembre 2008
- 27.-Reliability and Risk Analysis
Norman J.McCormick
Academic Press Julio 1981
ISBN:0-124-82360-2
- 28.- <http://www.cfe.gob.mx/sustentabilidad/publicaciones/Paginas/Electricidad.aspx>
Portal de internet - Comisión Federal de Electricidad
- 29.-The User's Manual for the PREP and KITT Codes
W.E. Vesely y R.E. Narum
Idaho Nuclear Corporation, Ideaho Falls, Idaho, IN-1349, 1970.
- 30.-Reliability Evaluation of Power System
Roy Billington, Ronald Allan
University of Manchester Institute of Science and Technology-1984

ISBN:0-306-41450-3

- 31.-Transmission System Reliability Evaluation Using Markov Processes
Roy Billington, Bollinger K.
IEEE transactions on power apparatus and system 1968,
Vol. Pas-87 , pp 538-547,
- 32.-A first Course in Stochastic Processes
Karlin,S., and H.M. Taylor,
Academic Press, New York, notas de asignatura 1975
- 33.-Probabilistic Safety Assessment in the Chemical and Nuclear Industries
Ralph R. Fullwood
Butterworth & Heinemann
ISBN 0-7506-7208-0
- 34.-Handbook of human reliability analysis with emphasis on nuclear power
plant applications, NUREG/CR-1278,
Swain, A.D., Guttman, H.E.
Regulatory Commission, Washington, DC 1983
- 35.-<http://www.iie.org.mx:8080/SitioGUEE/linea01.html>
Portal de internet – Instituto de Investigaciones Eléctricas
- 36.-Análisis de Confiabilidad de Sistemas de Transmisión Regional Usando
Simulación Montecarlo
Lina Paola Garcés Negrete – Oscar Gómez Carmona
Universidad Tecnológica de Pereira- Facultad de Ingeniería Eléctrica
Tesis Licenciatura 2003
- 37.-<http://sener.gob.mx/portal/Default.aspx?id=1452>
Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2011-2025
Subdirección de Programación
Coordinación de Planificación
- 38.-Design Reliability Fundamentals and Applications
B.S. Dhillon, Department of Mechanical Engineering University of Ottawa
CRC Press 1999
ISBN 0-8493-1465-8
- 39.-<http://www.semarnat.gob.mx/leyesynormas/Pages/leyesfederales.aspx>
Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente
Reforma publicada por el DOF 24-04-2012
- 40.-Understanding FACTS- Concepts and Technology of Flexible AC
Transmission Systems
Narain G. Hingorani, Laszlo Gyugyui
Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 2000
ISBN:0-7803-3455-8

- 41.-Simulación Estocástica de Eventos en Redes de Distribución de Energía Eléctrica.
Fernando A. Frechoso Escudero
Universidad de Valladolid, España, Departamento de Ingeniería Eléctrica,
Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales
Tesis Doctoral 1996
- 42.-Fault Tree Handbook
W.E. Vesely,F.F. Goldberg
University of Manchester Institute of Science and Technology, 1981
ISBN:0-306-41450-3
- 43.-IEEE Gold Book - Power Systems Reliability
Power Systems Reliability Subcommittee of the Power Systems
Engineering Committee of the IEEE Industry Applications Society
Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.1998
ISBN:1-55937-969-3
- 44.-Transient Solutions in Markovian Queueing Systems
Grassmann,W
Comput. Opns 1977, pp:47-56
- 45.-An introduction to Probability Theory and Its Applications
Feller,W
Wiley, New York 1971
Vol. II ,Ed.2,
- 46.-<http://www.itemsoft.com/>
Portal de Internet -Software ITEM Toolkit
- 47.-<http://www.vosesoftware.com/>
Portal de Internet -Software VOSE Model Risk
- 48.-http://ewh.ieee.org/cmte/pes/rrpa/RRPA_taskforces.html/
Portal de Internet - Institute of Electrical and Electronics Engineers
- 49.-Power Quality in Electrical Systems
Alexander Kusko, Marc T.Thompson
Mc Graw Hill, 2007
ISBN:0-071-47075-1
- 50.-Power Quality VARC Compensation in Power Systems
R.Sastry Vedam, Mulukultla S.Sarma
CRC Press, Taylor & Francis Group 2008
ISBN:1-420-06480-0
- 51.-<http://www.cigre.org/>
Portal de Internet - Conseil International des Grands Réseaux Électriques

APENDICE A

Aplicación desarrollada en Visual Basic para resolver Markov en Excel

1.1 Introducción

Durante el desarrollo de la tesis nos encontramos con la necesidad de desarrollar una aplicación que se ajustara a las necesidades requeridas, debido a que en la búsqueda de programas de cómputo que aplicaran el método de Markov a las redes eléctricas nos encontramos con que la mayoría de los programas y aplicaciones consultadas, tienen un enfoque empleado a la confiabilidad de forma diferente y/o se encuentran dirigidos a otras áreas como actuaría, investigación de operaciones, etcétera.

Se eligió desarrollar la aplicación en Visual Basic para Excel por estar más familiarizado con el manejo de las hojas de cálculo en este programa; la aplicación básicamente contiene las instrucciones a seguir de los datos a ingresar, una vez hecho esto se ejecuta para obtener los cálculos respectivos basados en lo indicado en [27].

El libro de cálculo contiene 4 hojas denominadas de la siguiente forma:

Inicio: En esta hoja se encuentran las instrucciones iniciales que consisten: en limpiar todas las hojas para iniciar un nuevo cálculo, posteriormente ingresar el numero de estados que tendrá nuestra matriz de transición y por ultimo ejecutar el desplegado la matriz que escribirá las matrices de identidad en la hoja 2 y la matriz de transición para ser llenada con los valores de tasa de falla y reparación en un segundo paso.

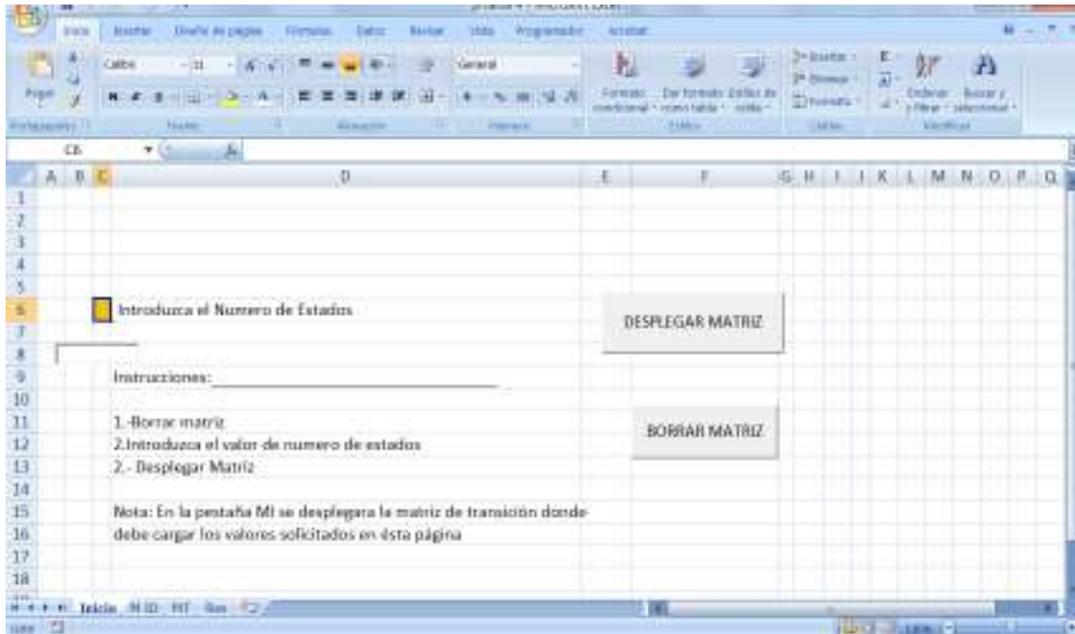


Figura A.1 Hoja de Inicio

M ID: En esta hoja tenemos la Matriz Identidad $n \times n$ donde n se refiere al número de estados dado en la hoja de inicio, esta matriz la utilizaremos en el cálculo, por lo que no debe ser cambiada y/o editada.

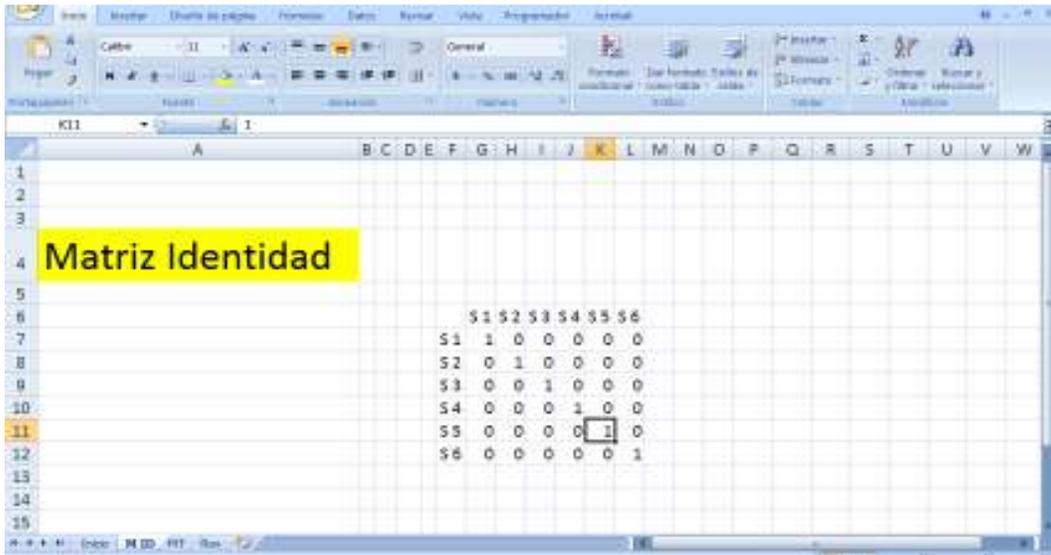


Figura A.2 Matriz de Identidad donde $n=6$

M T: Se refiere a la hoja donde se requiere ingresar los valores de tasa de falla y tasa de reparación a la matriz de transición, de igual forma los valores de estados iniciales y el valor del tiempo del estudio.

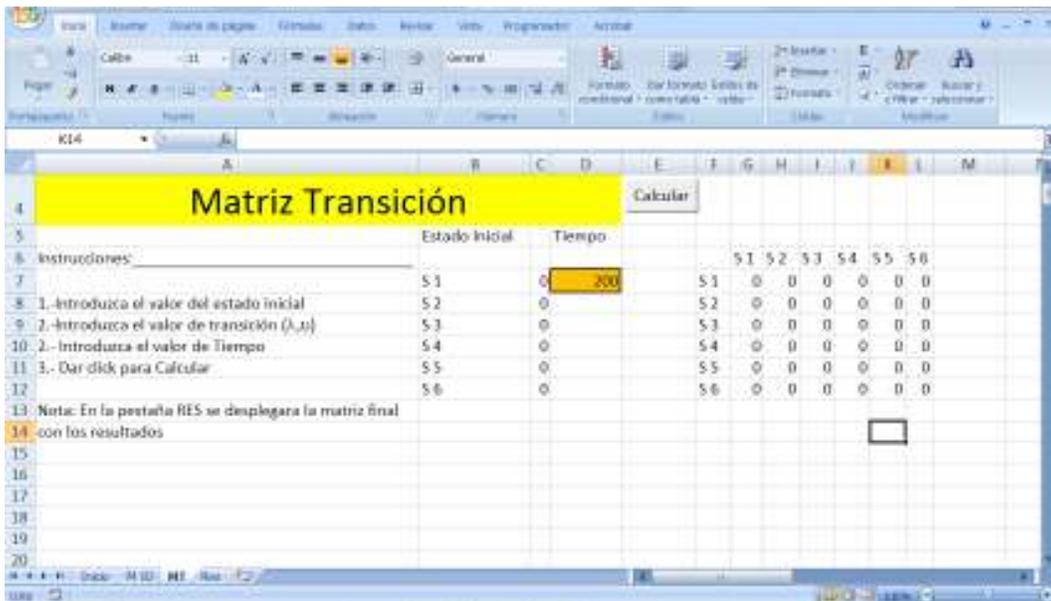


Figura A.3 Matriz de Transición

Res: En esta hoja se obtiene la matriz con el resultado final, de inicio se escribe una matriz tipo identidad, la cual cambiara una vez que se haya ejecutado el cálculo en la hoja M T.

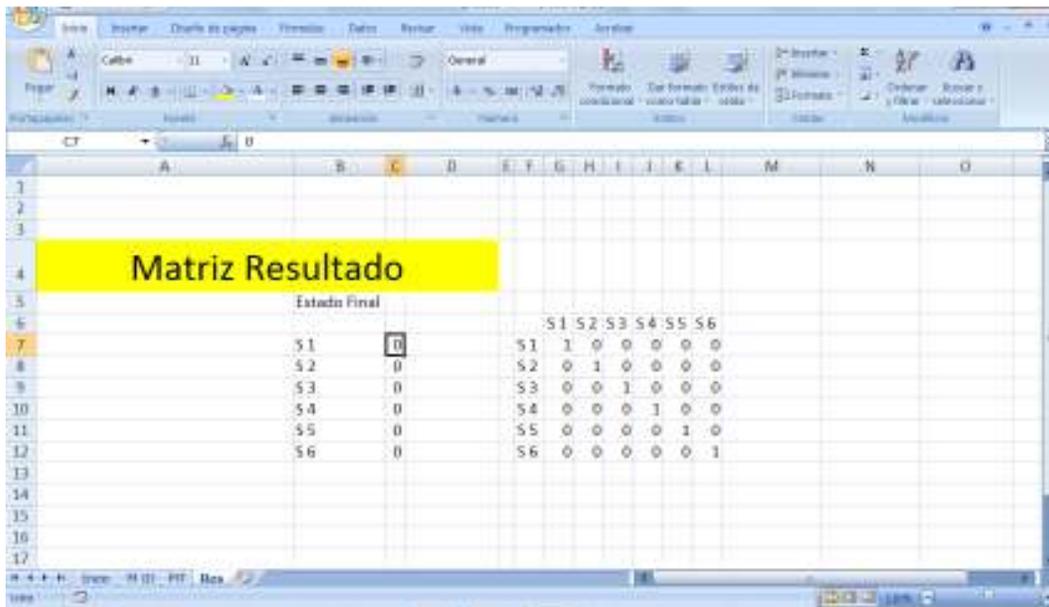


Figura A.4 Matriz Resultado

1.2 Comprobación de la aplicación

Con la finalidad de dar la certeza y confiabilidad necesaria a los resultados obtenidos con la aplicación desarrollada, se realizaron varias corridas de la aplicación y se compararon los resultados con los resultados obtenidos en el programa de computo ITEM toolkit [46] en su versión demo, en el módulo de Markov.



Figura A.5 Programa ITEM toolkit

Iniciamos nuestra aplicación en Excel con un ejemplo de 6 estados

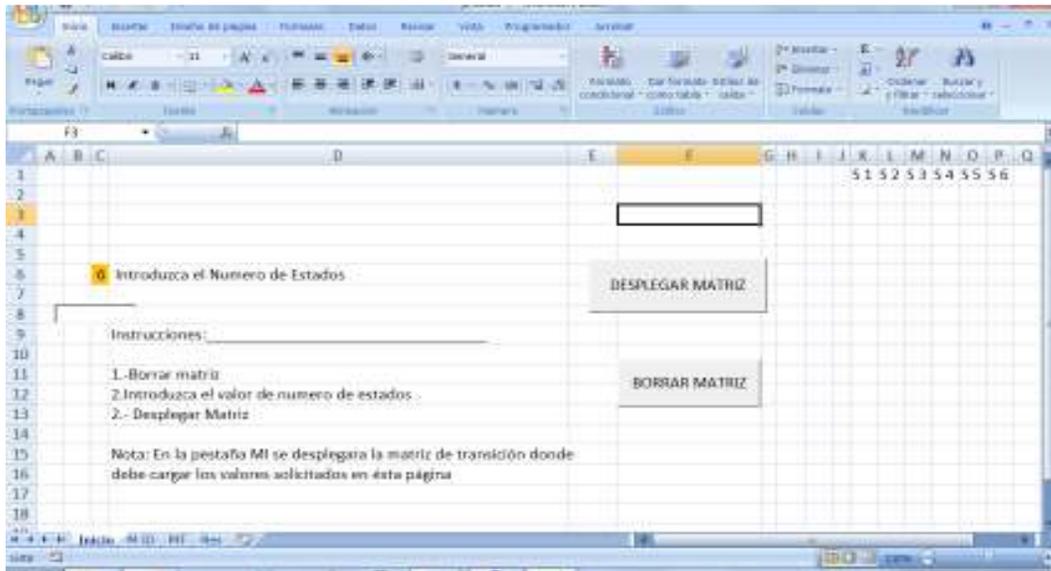


Figura A.6 Nuevo proyecto en nuestra aplicación con $n=6$

En nuestra aplicación completamos la matriz de transición con los valores de tasa de falla de 0.001 y valores de reparación de 0.0001 obteniendo la matriz de transición de la figura A.7.

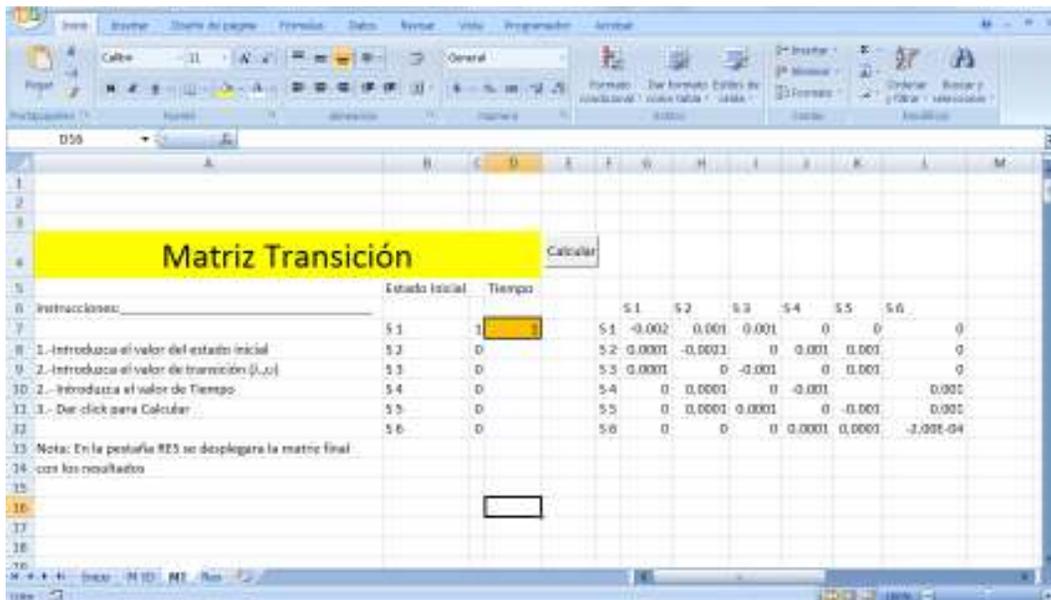


Figura A.7 Matriz de Transición

Cabe la pena señalar que para el llenado de esta matriz se toma en cuenta lo indicado en la literatura [27] en donde M se conoce como la matriz de transición definida por la ecuación A1.1.

$$M = \begin{pmatrix} -\lambda & 0 & 0 & \dots & \dots \\ \lambda & -\lambda & \dots & \dots & \dots \\ 0 & \lambda & -\lambda & \dots & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & \dots \end{pmatrix}$$

Ec.A1.1

En nuestra aplicación veremos cómo se despliegan las matrices que se utilizaran para obtener el resultado final, lo anterior con la finalidad de revisar paso a paso el desarrollo; cabe mencionar que estas matrices son basadas en los argumentos de la ecuación A1.2:

$$\exp(Mt) = 1 + Mt + \frac{(Mt)^2}{2!} + \dots = \sum_{j=0}^n \frac{(Mt)^j}{j!}$$

Ec.A1.2 [27]

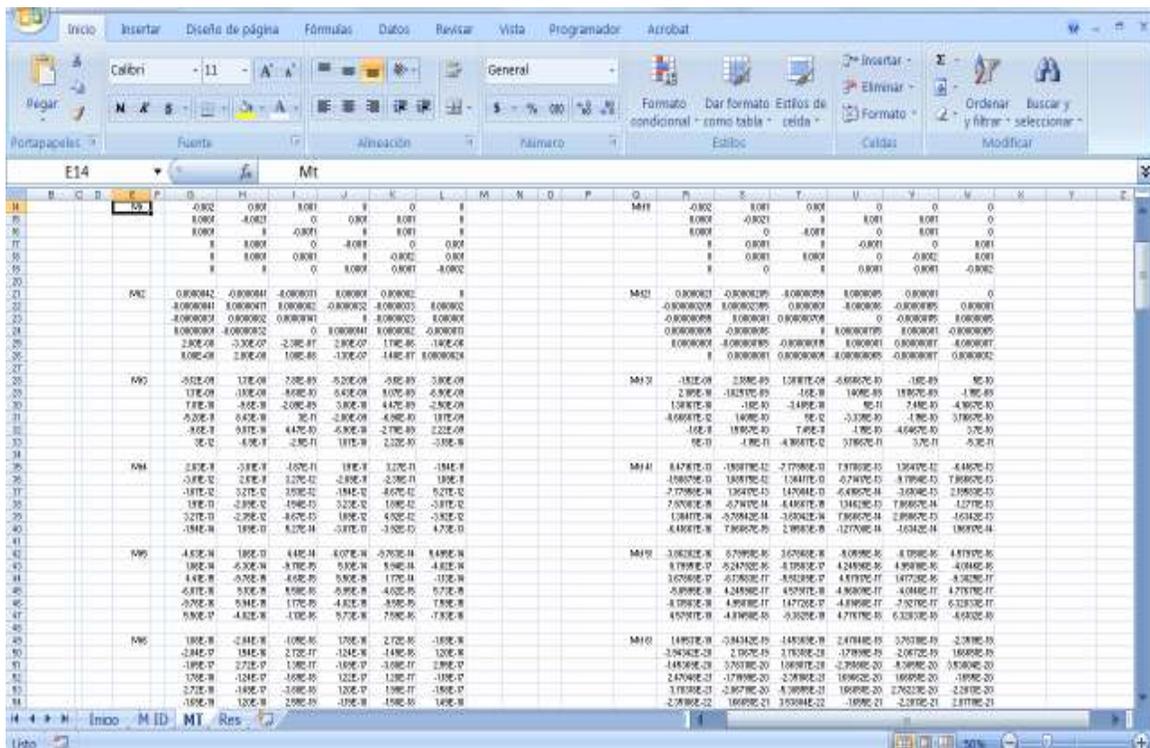


Figura A.8 Matrices desplegadas en aplicación de Excel

Al final obtendremos el resultado de la figura A.9

	Estado Final	S1	S2	S3	S4	S5	S6
S1	0.990012098	0.990012098	0.000997902	0.000998451	4.99134E-07	9.98401E-07	4.99256E-10
S2	9.98E-04	9.97952E-05	0.997002252	9.98401E-08	0.000998401	0.000998252	9.9851E-07
S3	9.98E-04	9.98451E-05	9.98401E-08	0.998900705	4.99256E-11	0.000998851	4.99584E-07
S4	4.99E-07	4.99134E-09	9.98401E-05	4.99256E-12	0.998900705	9.9851E-08	0.000999025
S5	9.98E-07	9.98401E-09	9.98252E-05	9.98851E-05	9.9851E-08	0.99880087	0.00099903
S6	4.99E-13	4.99256E-12	9.98851E-09	4.99584E-09	0.000999025	9.982E-05	0.99988012

Figura A.9 Resultado final en nuestra aplicación de Excel

Estos resultados fueron comparados con corridas de igual valor en el programa de computo ITEM, obteniendo valores iguales para las mismas condiciones, por lo cual se comprobó la veracidad de los resultados de la aplicación.

Los valores obtenidos en ITEM no fueron presentados en este trabajo por no contar con la autorización por parte de la Compañía.

Matriz Resultado	
	Estado Final
S1	0.990052311
S2	0.004949022
S3	0.004961412
S4	1.24E-05
S5	2.48E-05
S6	6.21E-08

Figura A.10 Resultados para tiempo de misión T=5

Matriz Resultado	
	Estado Final
S1	0.980208488
S2	0.009797169
S3	0.009846294
S4	4.91E-05
S5	9.84E-05
S6	4.94E-07

Figura A.11 Resultados para tiempo de misión T=10

Matriz Resultado	
Estado Final	
S 1	0.970467413
S 2	0.014546045
S 3	0.014655604
S 4	1.10E-04
S 5	2.20E-04
S 6	1.66E-06

Figura A.12 Resultados para tiempo de misión T=15

Matriz Resultado	
Estado Final	
S 1	0.819561004
S 2	0.081534526
S 3	0.085727404
S 4	4.21E-03
S 5	8.53E-03
S 6	4.40E-04

Figura A.13 Resultados para tiempo de misión T=100

Matriz Resultado	
Estado Final	
S 1	0.673081452
S 2	0.13319428
S 3	0.147277014
S 4	1.42E-02
S 5	2.91E-02
S 6	3.10E-03

Figura A.14 Resultados para tiempo de misión T=200

APENDICE B

Árboles de Fallas 1.1 Introducción

En el presente apéndice se muestran los árboles de falla desarrollados para este método descrito en el capítulo 5; se anexan árboles de fallas principales, para modos de falla de cada una de las líneas y para las combinaciones no permitidas para tener un evento iniciador, lo anterior para su detallado análisis; cabe recordar que nuestro evento tope es la falla de flujo en la subestación G.

Para tener una pronta referencia en la tabla B.1 se enlistan cada uno de los eventos topes correspondientes y el nombre de cada uno de éstos, así mismo en la columna “página ref” se indica el número de página asignado a cada árbol de fallas con el cual se hace referencia en las compuertas de transferencia de los otros árboles de fallas.

Id	Ev. Tope	Descripción	Página ref.
AF1	G-G	No llega energía a la SE G	(Página 1)
AF2	G-H	No llega energía a la SE H	(Página 2)
AF3	G-F	No llega energía a la SE F	(Página 3)
AF4	G-E	No llega energía a la SE E	(Página 4)
AF5	G-C	No llega energía a la SE C	(Página 5)
AF6	G-I	No llega energía a la SE I	(Página 6)
AF7	G-B	No llega energía a la SE B	(Página 7)
AF8	G-A	No llega energía a la SE A	(Página 8)
AF9	G0-LT1EG	No hay flujo LT E-G # 1	(Página 11)
AF10	G0-LT2EG	No hay flujo LT E-G # 2	(Página 12)
AF11	G0-LTGH	No hay flujo LT G-H	(Página 13)
AF12	G0-LTGF	No hay flujo LT G-F	(Página 14)
AF13	G0-LT1CE	No hay flujo LT C-E #1	(Página 16)
AF14	G0-LT2CE	No hay flujo LT C-E #2	(Página 17)
AF15	G0-LTEI	No hay flujo LT E-I	(Página 18)
AF16	G0-LT1CI	No hay flujo LT C-I #1	(Página 19)
AF17	G0-LT2CI	No hay flujo LT C-I #2	(Página 20)
AF18	G0-LT1BC	No hay flujo LT B-C #1	(Página 21)
AF19	G0-LT2BC	No hay flujo LT B-C #2	(Página 22)
AF20	G0-LT3BC	No hay flujo LT B-C #3	(Página 23)
AF21	G0-LT1AB	No hay flujo LT A-B #1	(Página 24)
AF22	G0-LT2AB	No hay flujo LT A-B #2	(Página 25)
AF23	G0-LT1SA	No hay flujo LT SIN-A #1	(Página 26)
AF24	G0-LT2SA	No hay flujo LT SIN-A #2	(Página 27)
AF25	G0-LT3SA	No hay flujo LT SIN-A #3	(Página 28)
AF26	G0-LTSB	No hay flujo LT SIN-B	(Página 29)
AF27	G-G V1	No permitido para evento iniciador en G	(Página 101)
AF28	G-E V1	No permitido para evento iniciador en E	(Página 102)
AF29	G-C V1	No permitido para evento iniciador en C	(Página 103)
AF30	G-B V1	No permitido para evento iniciador en B	(Página 104)

Tabla B.1 Tabla de referencia

Como parte del desarrollo del método, iniciamos con un árbol de fallas principal en donde englobamos las fallas posibles que nos provocarán la falta de suministro de energía en la subestación final “SE G”, este árbol de fallas lo denominaremos AF1.

Como continuación tendremos el AF2 el cual consiste en las fallas posibles que pueden provocar el evento tope denominado falta de energía en la subestación E “SE E”. Una vez obtenido éste, es necesario desarrollar el árbol de fallas AF3 donde intervienen las fallas para la subestación C es decir “SE C” por último la falta de energía de la subestación B está representada por AF4.

Los árboles de falla del AF1 al AF8 son árboles principales, en donde se muestran las combinaciones posibles en términos de modo de falla de una línea y las combinaciones no permitidas para tener un evento iniciador.

Por último los árboles de fallas de las líneas identificados de AF9 al AF26 corresponden a la combinación de fallas de causa común y los árboles de falla de AF27 a AF30 nos indican aquellas combinaciones no permitidas para provocar un evento iniciador.

En seguida se muestran los árboles de fallas antes descritos.

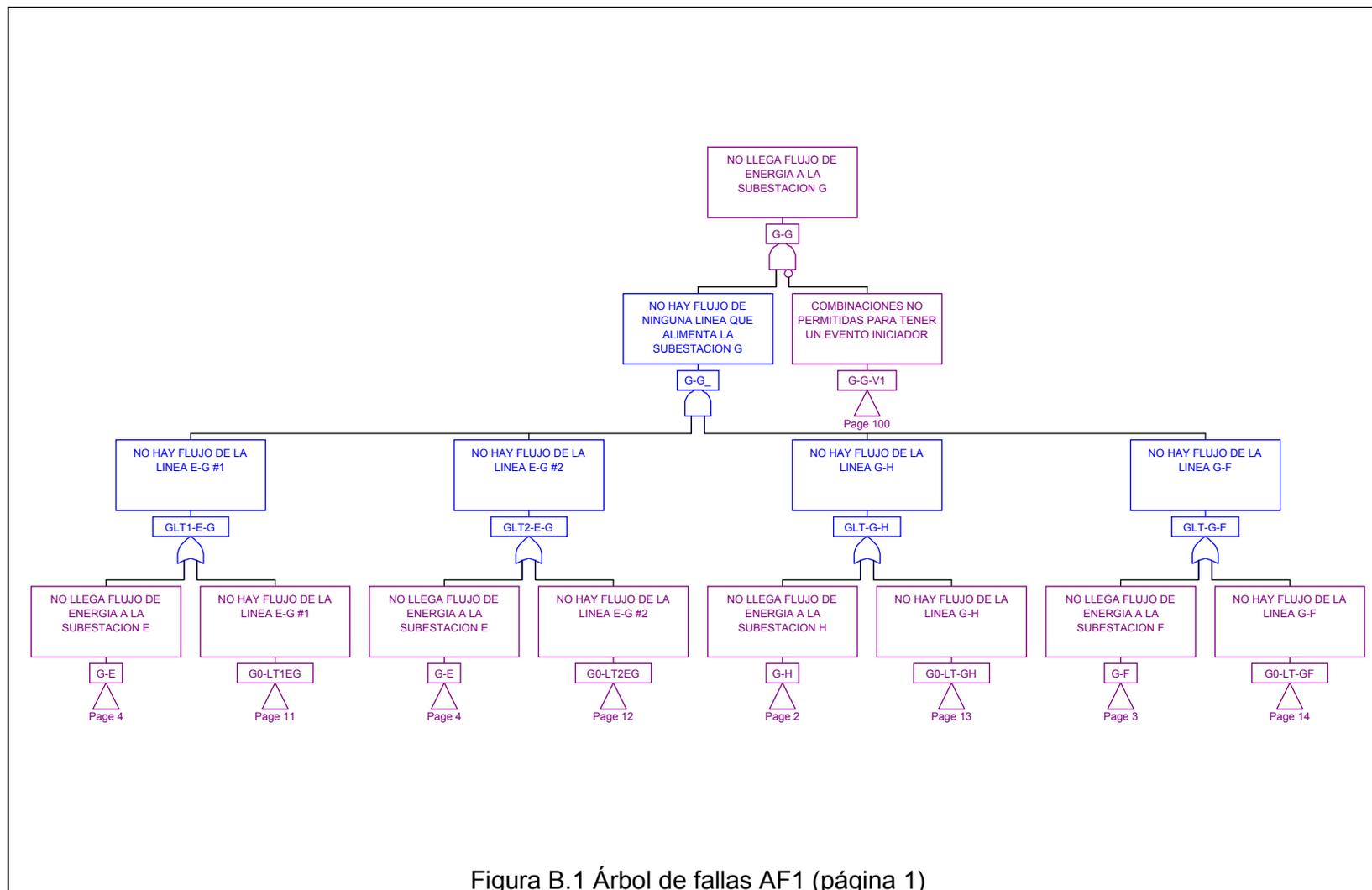


Figura B.1 Árbol de fallas AF1 (página 1)

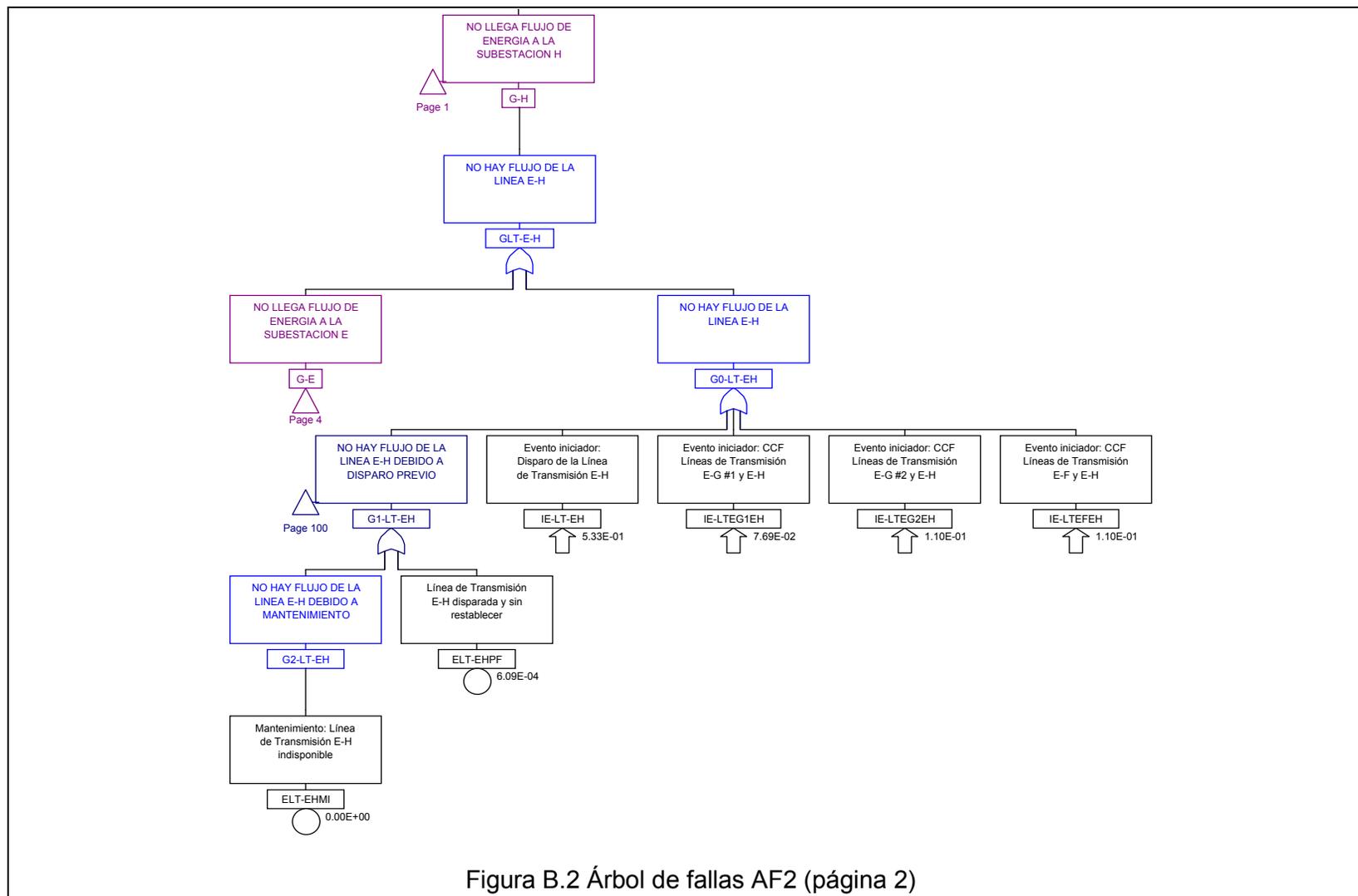


Figura B.2 Árbol de fallas AF2 (página 2)

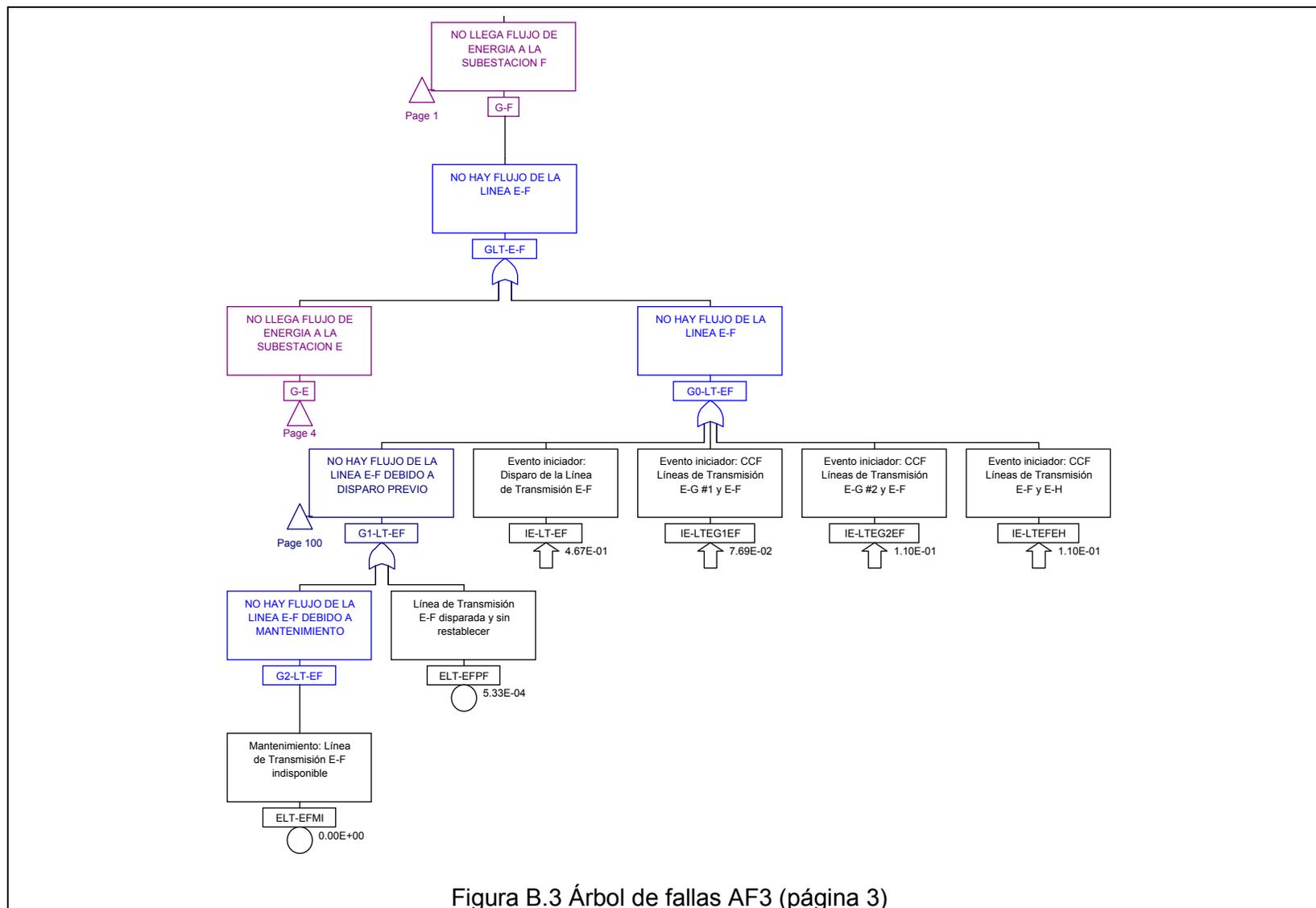


Figura B.3 Árbol de fallas AF3 (página 3)

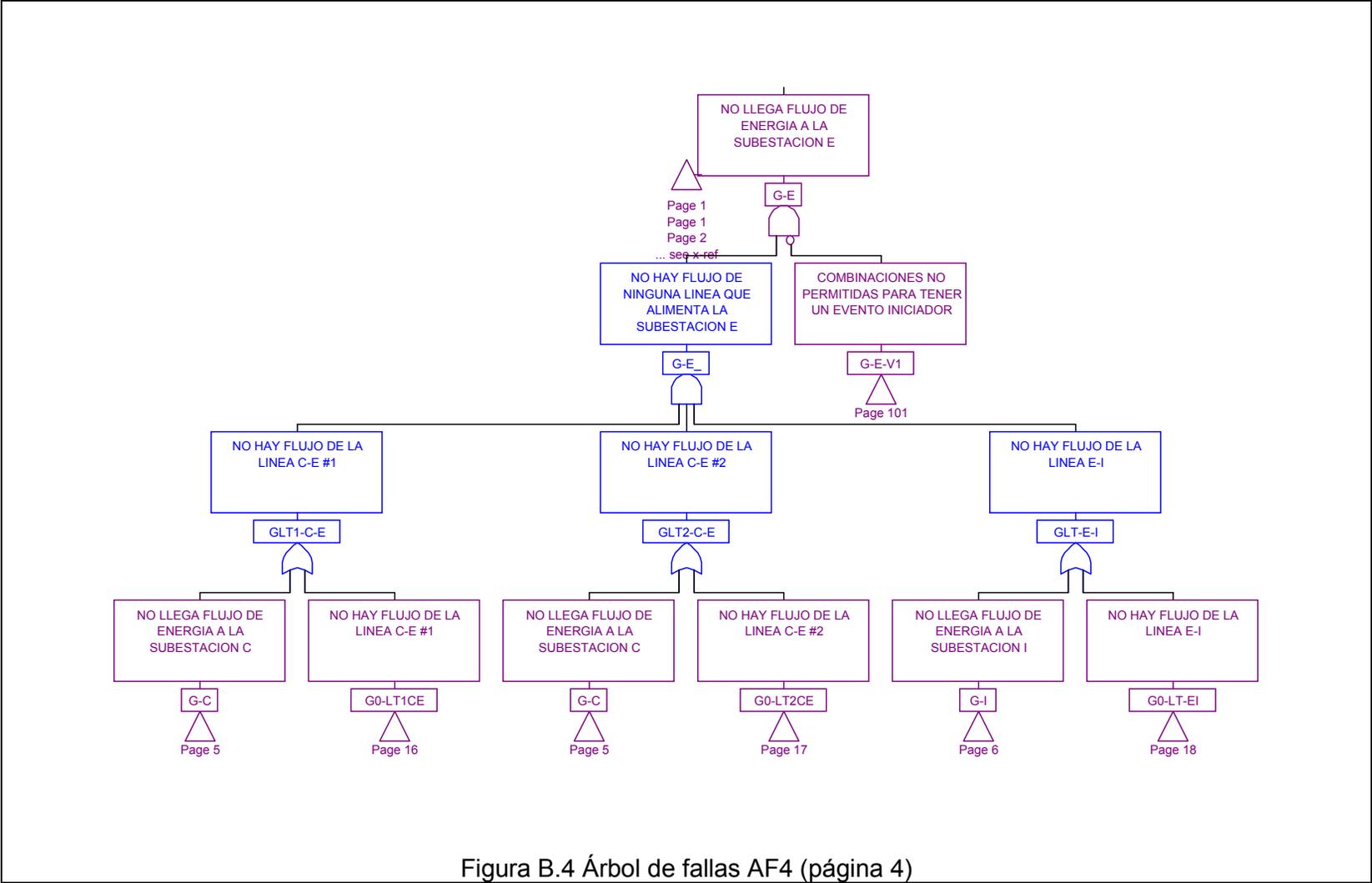


Figura B.4 Árbol de fallas AF4 (página 4)

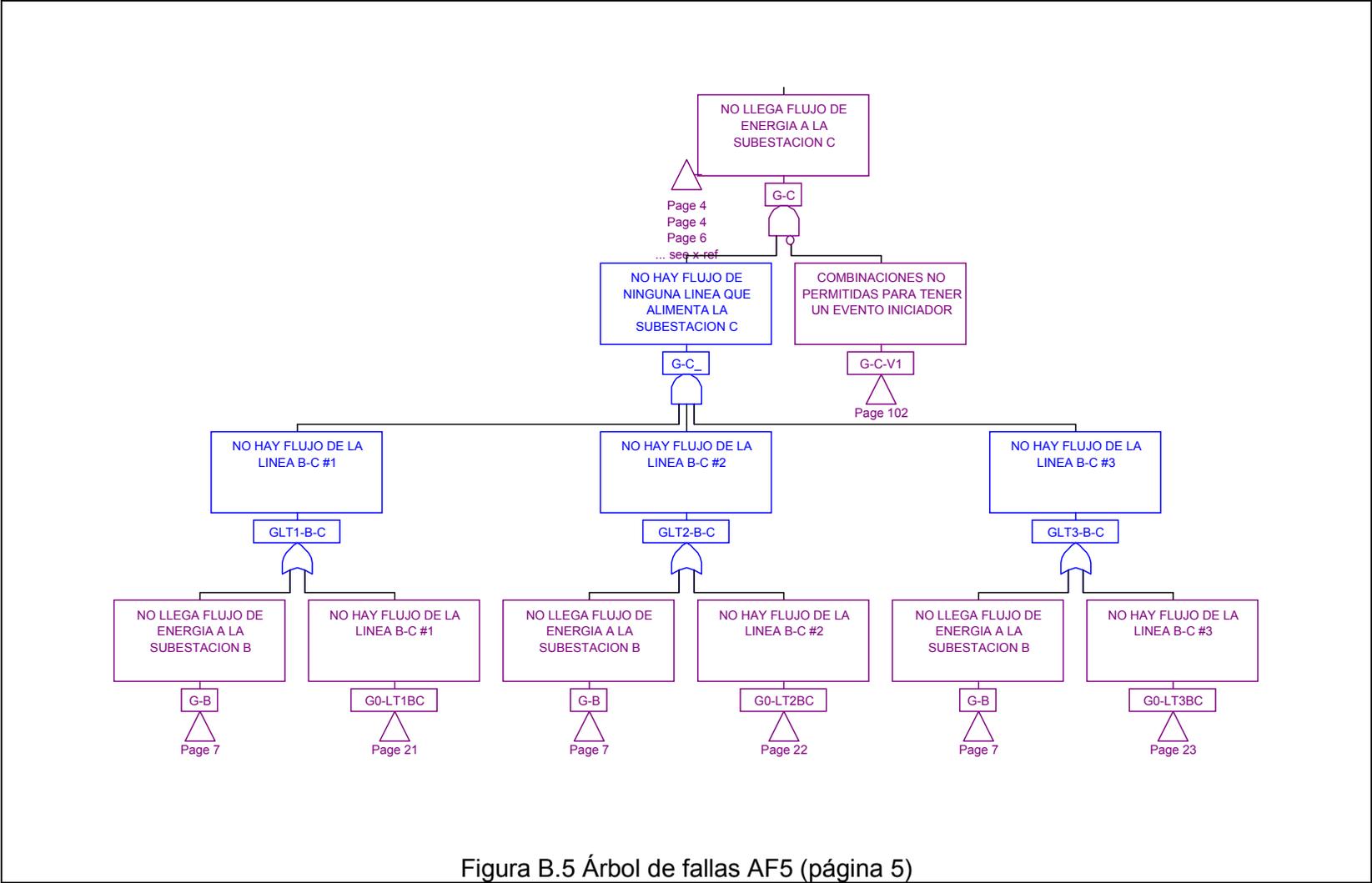


Figura B.5 Árbol de fallas AF5 (página 5)

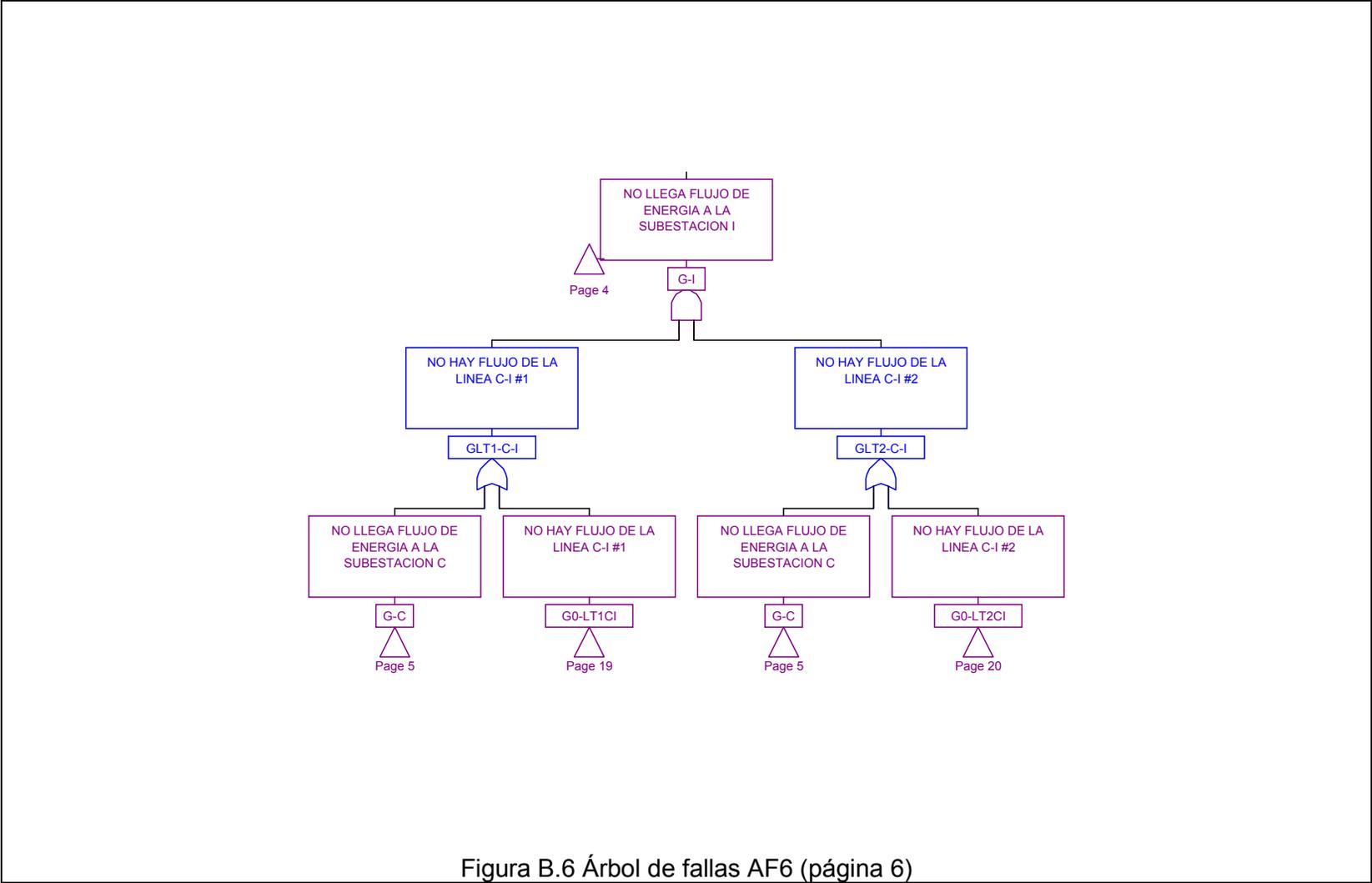


Figura B.6 Árbol de fallas AF6 (página 6)

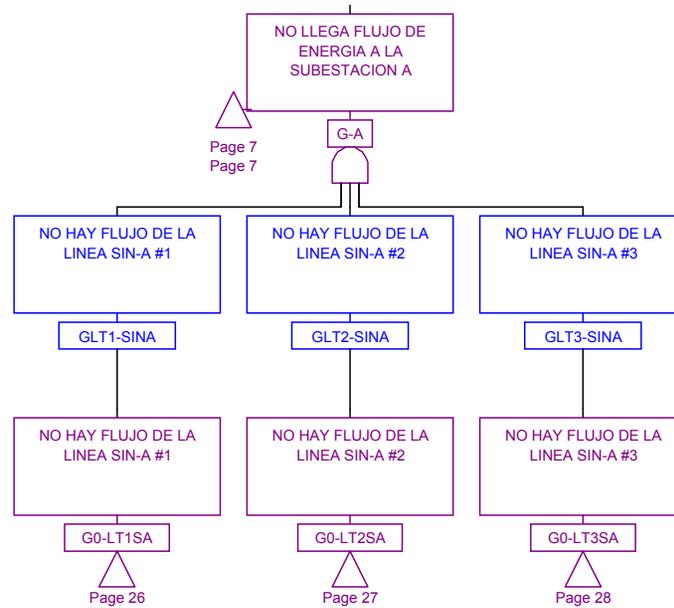


Figura B.8 Árbol de fallas AF8 (página 8)

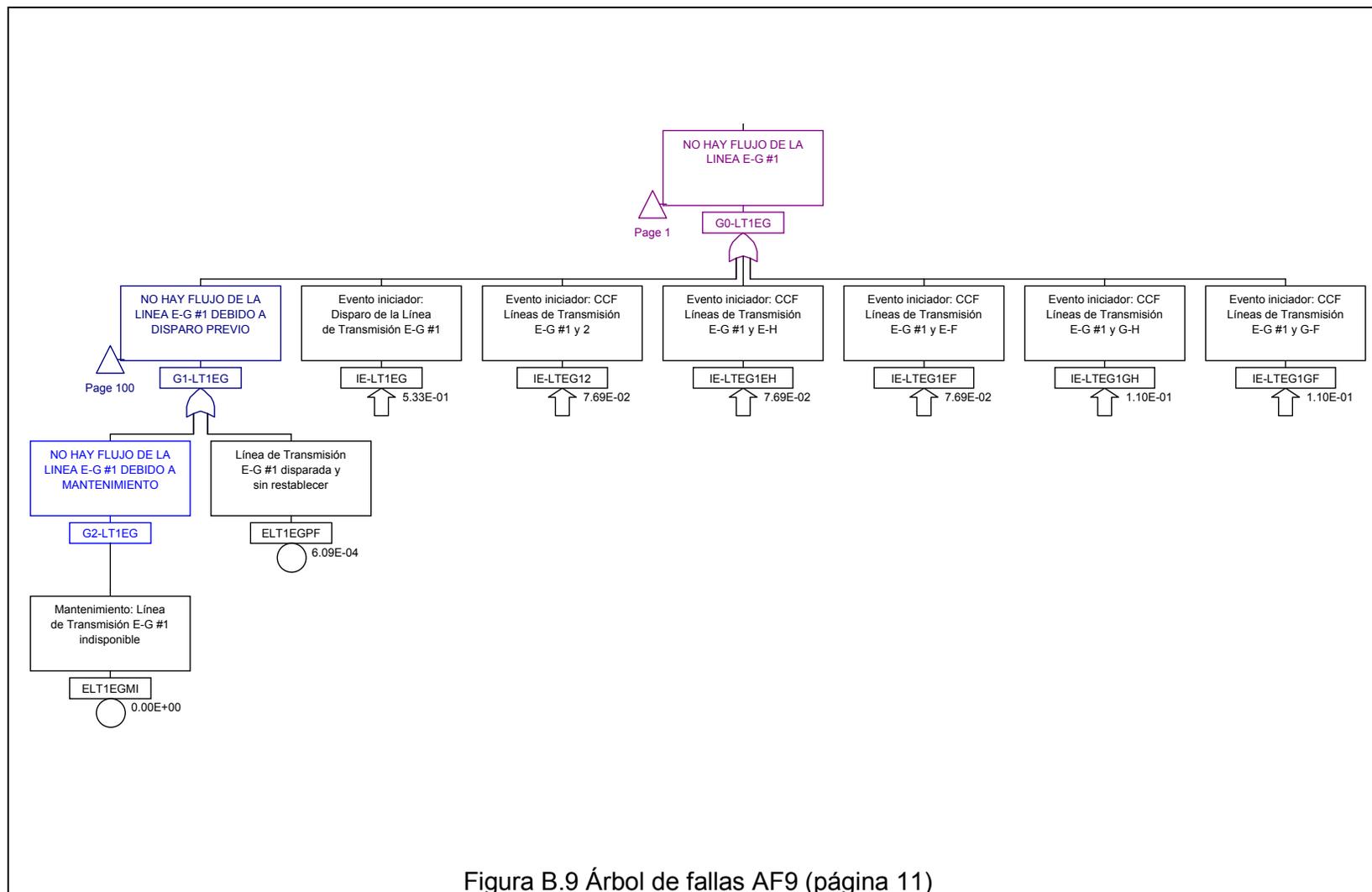


Figura B.9 Árbol de fallas AF9 (página 11)

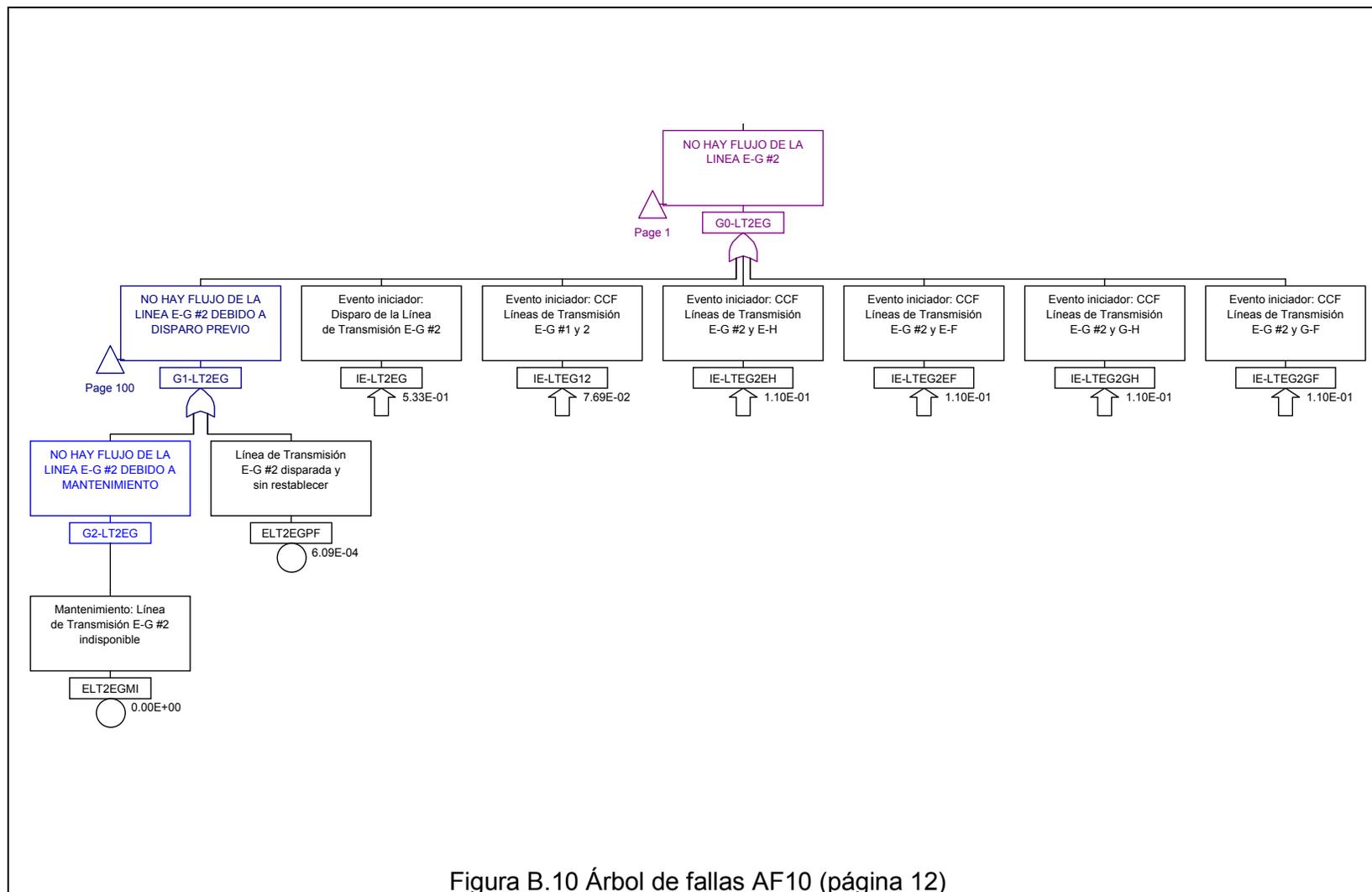


Figura B.10 Árbol de fallas AF10 (página 12)

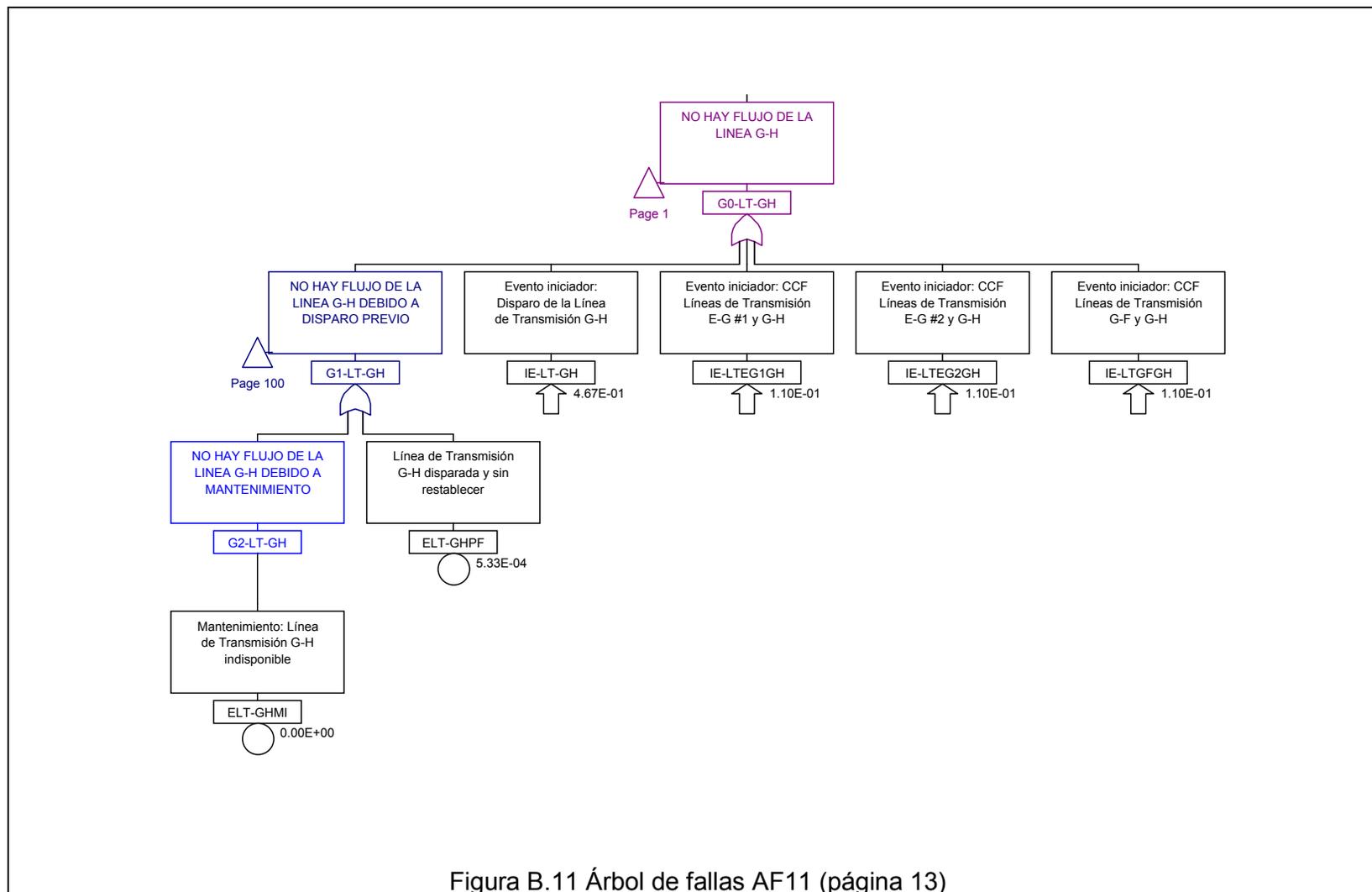


Figura B.11 Árbol de fallas AF11 (página 13)

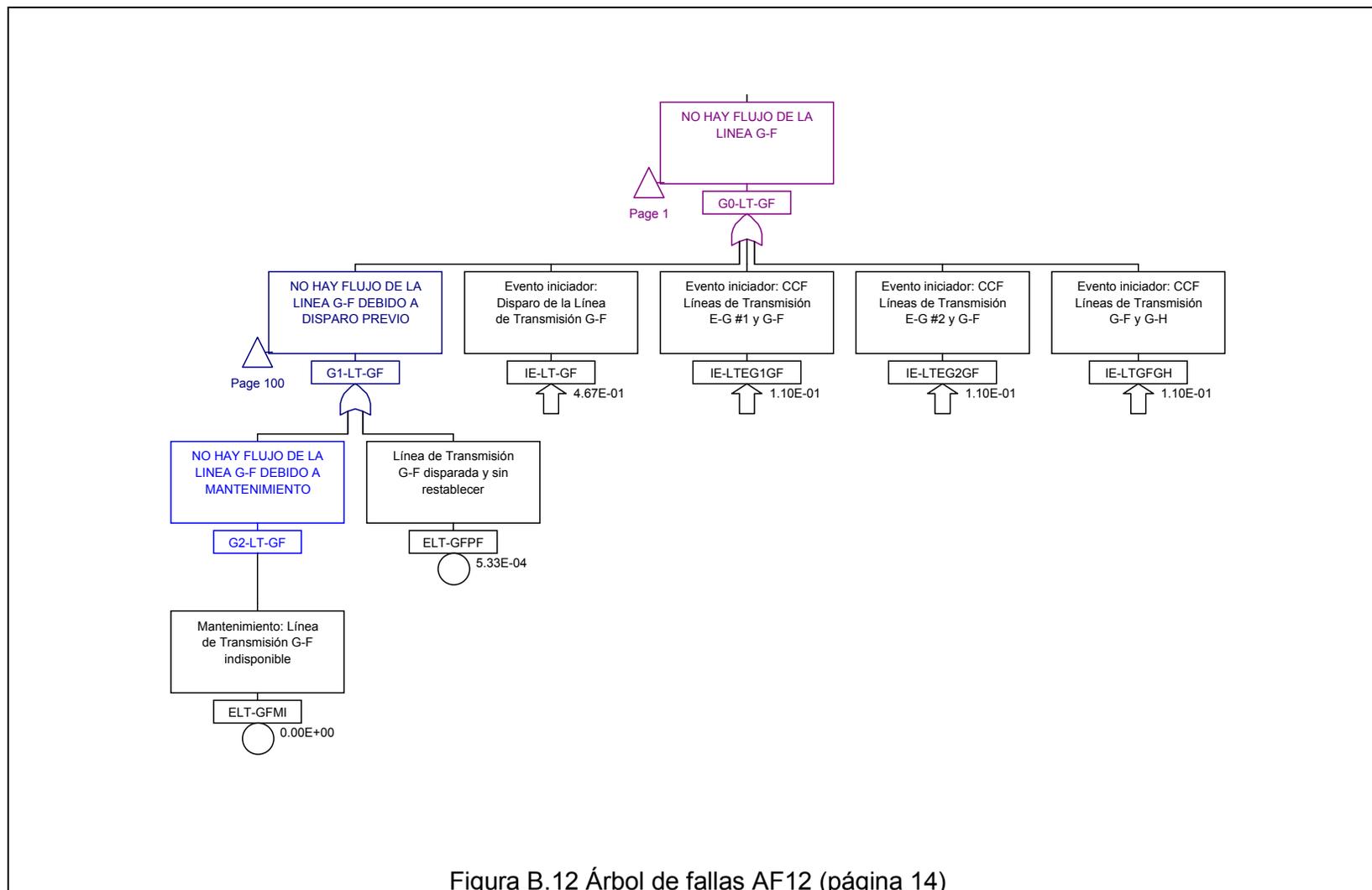


Figura B.12 Árbol de fallas AF12 (página 14)

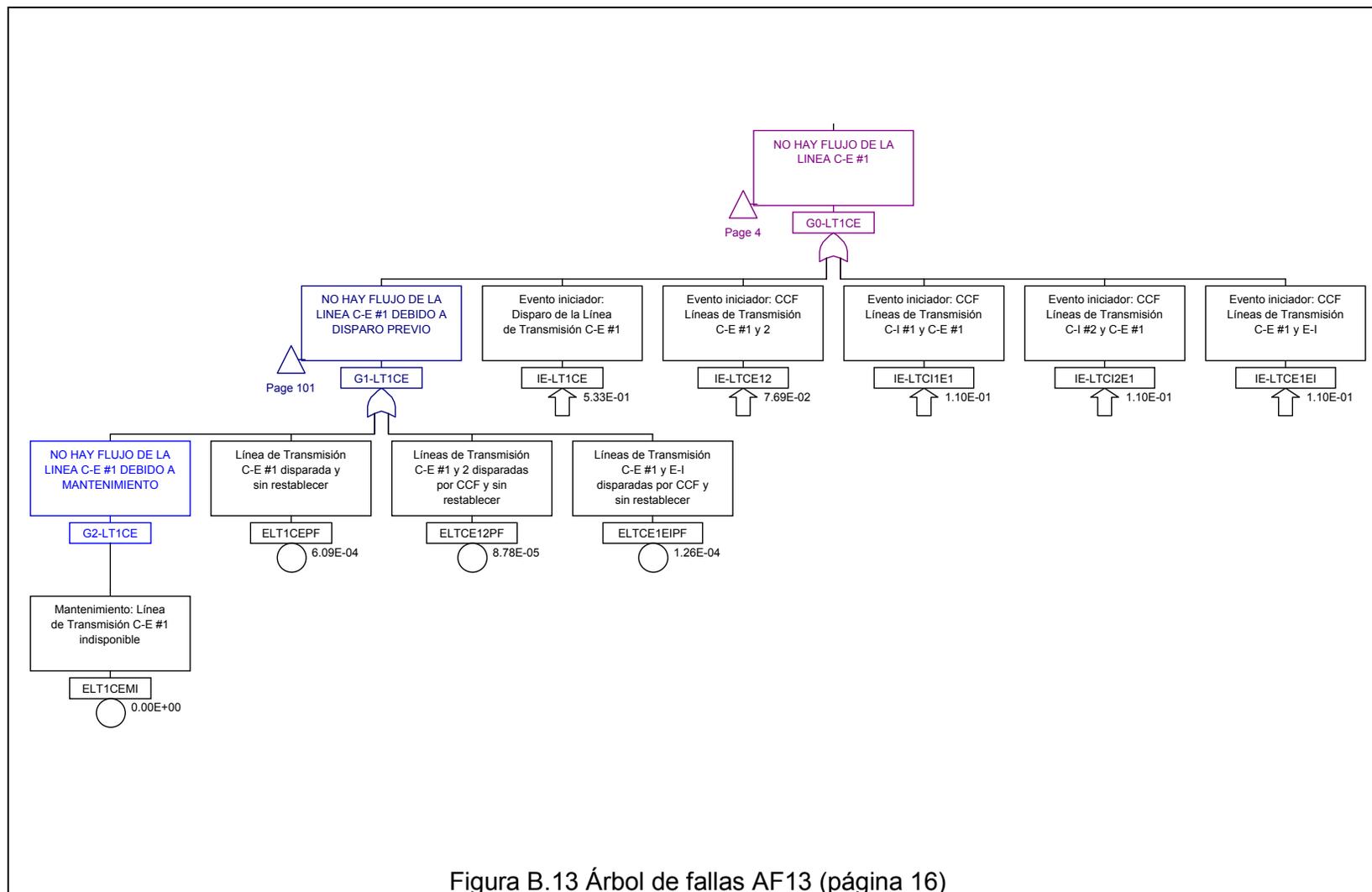


Figura B.13 Árbol de fallas AF13 (página 16)

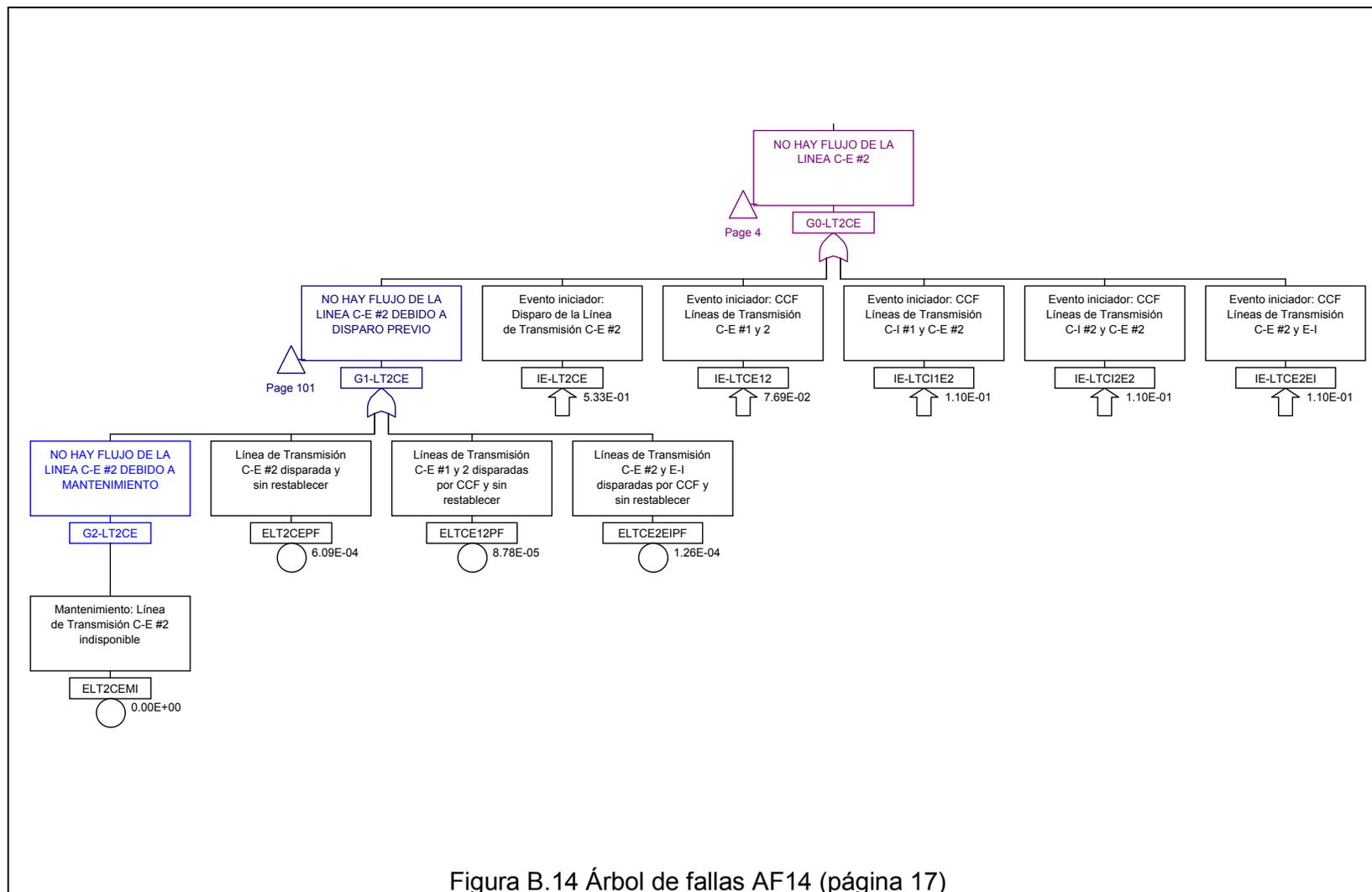
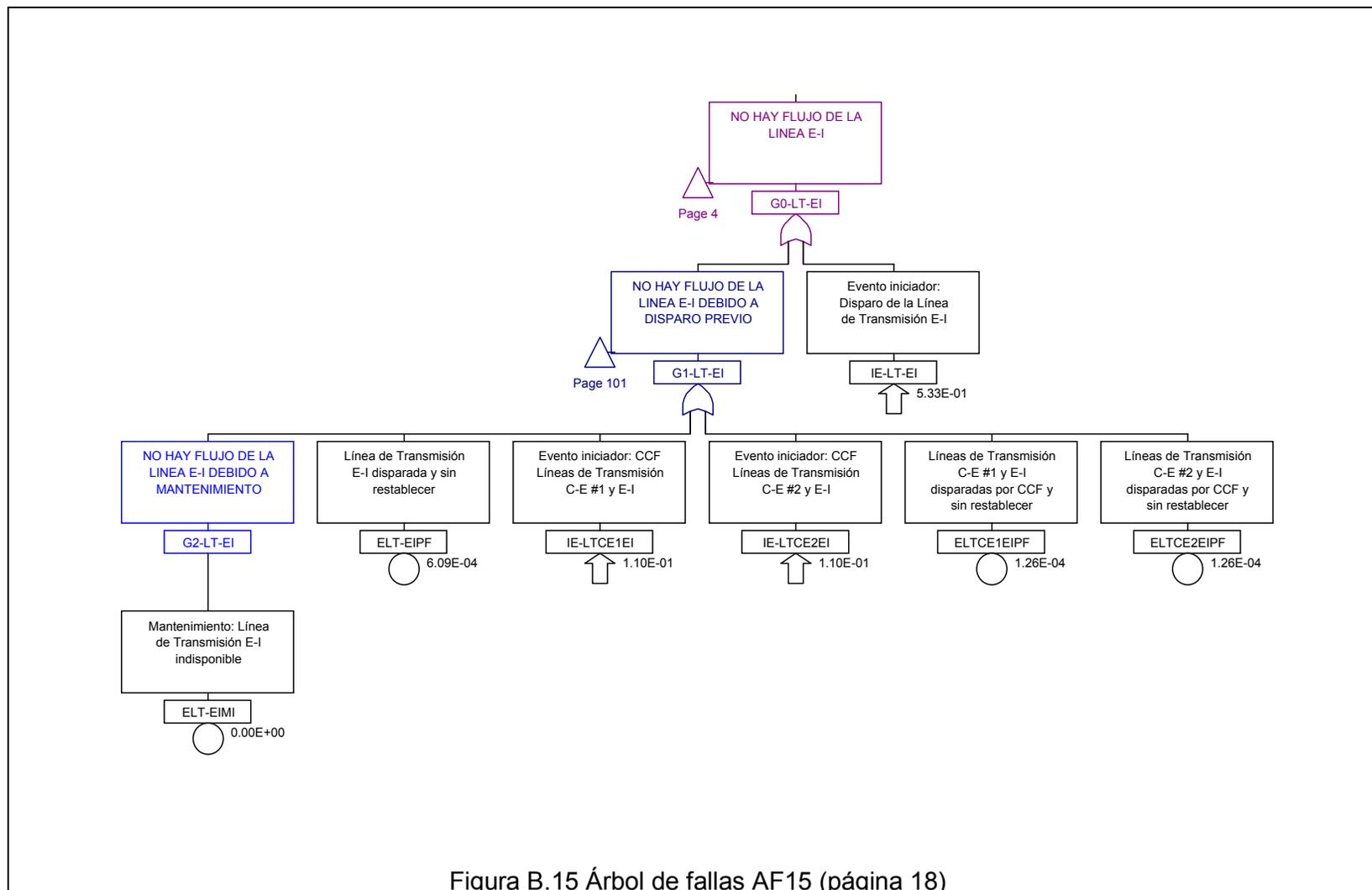


Figura B.14 Árbol de fallas AF14 (página 17)



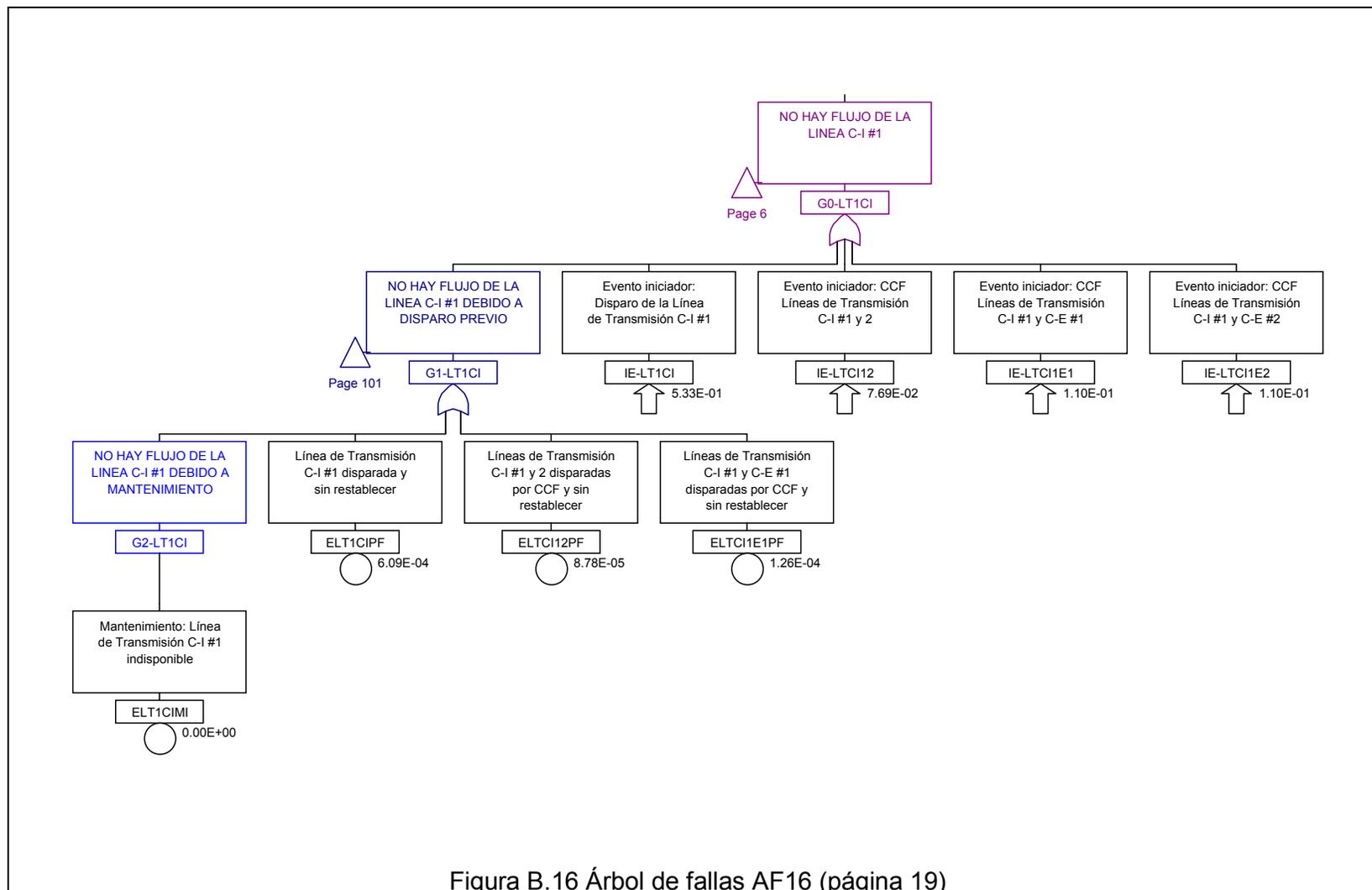


Figura B.16 Árbol de fallas AF16 (página 19)

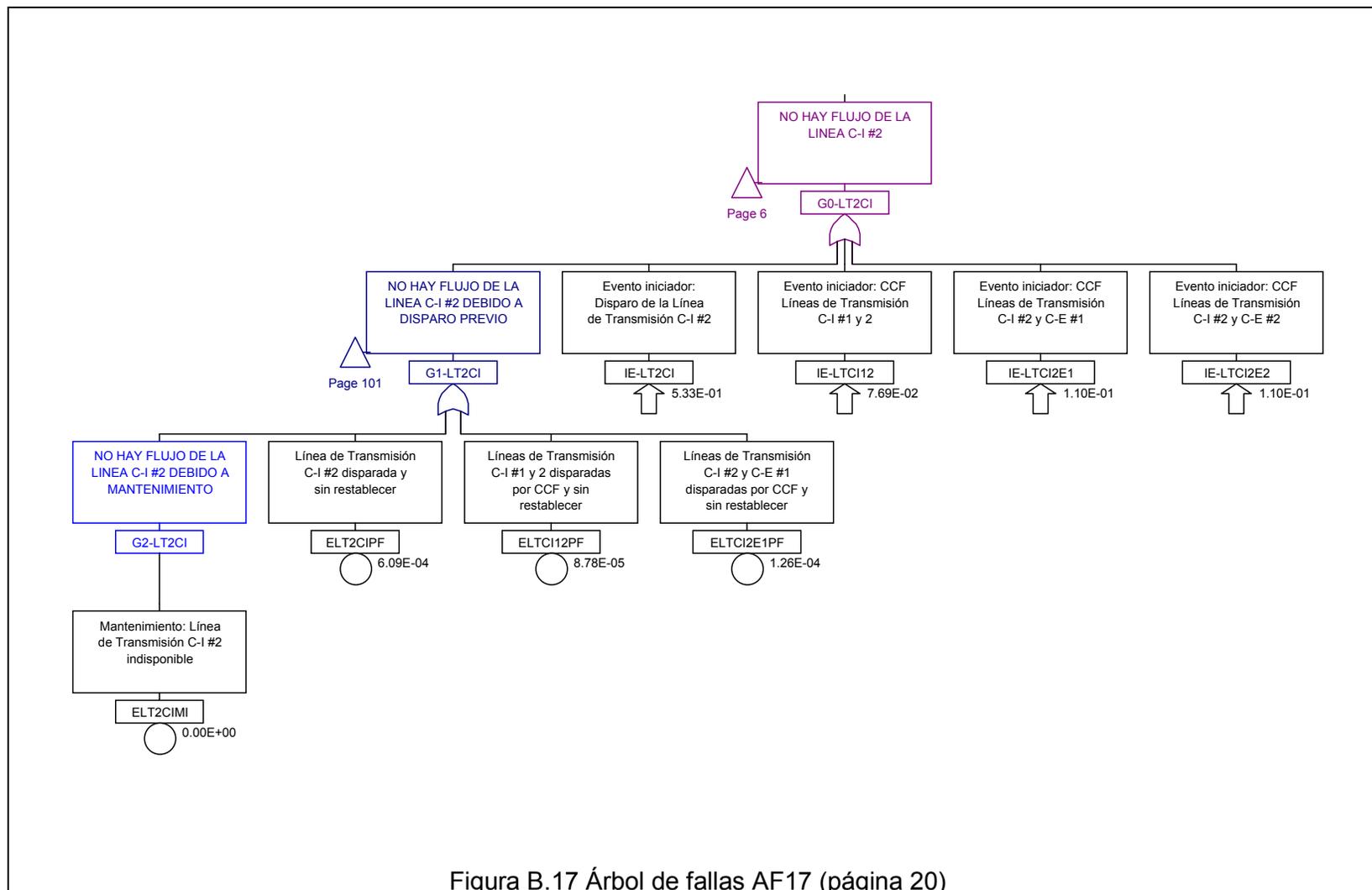


Figura B.17 Árbol de fallas AF17 (página 20)

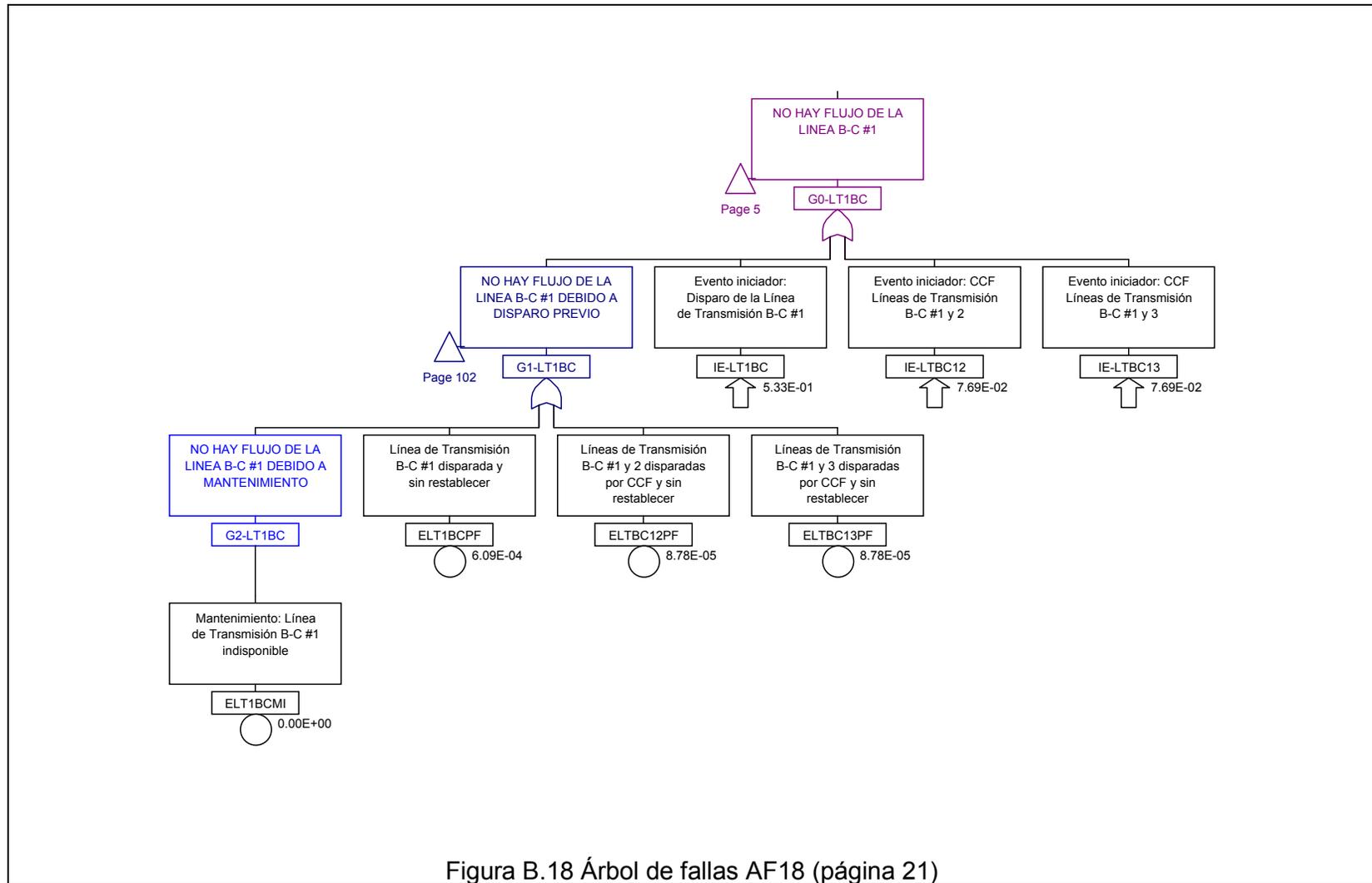


Figura B.18 Árbol de fallas AF18 (página 21)

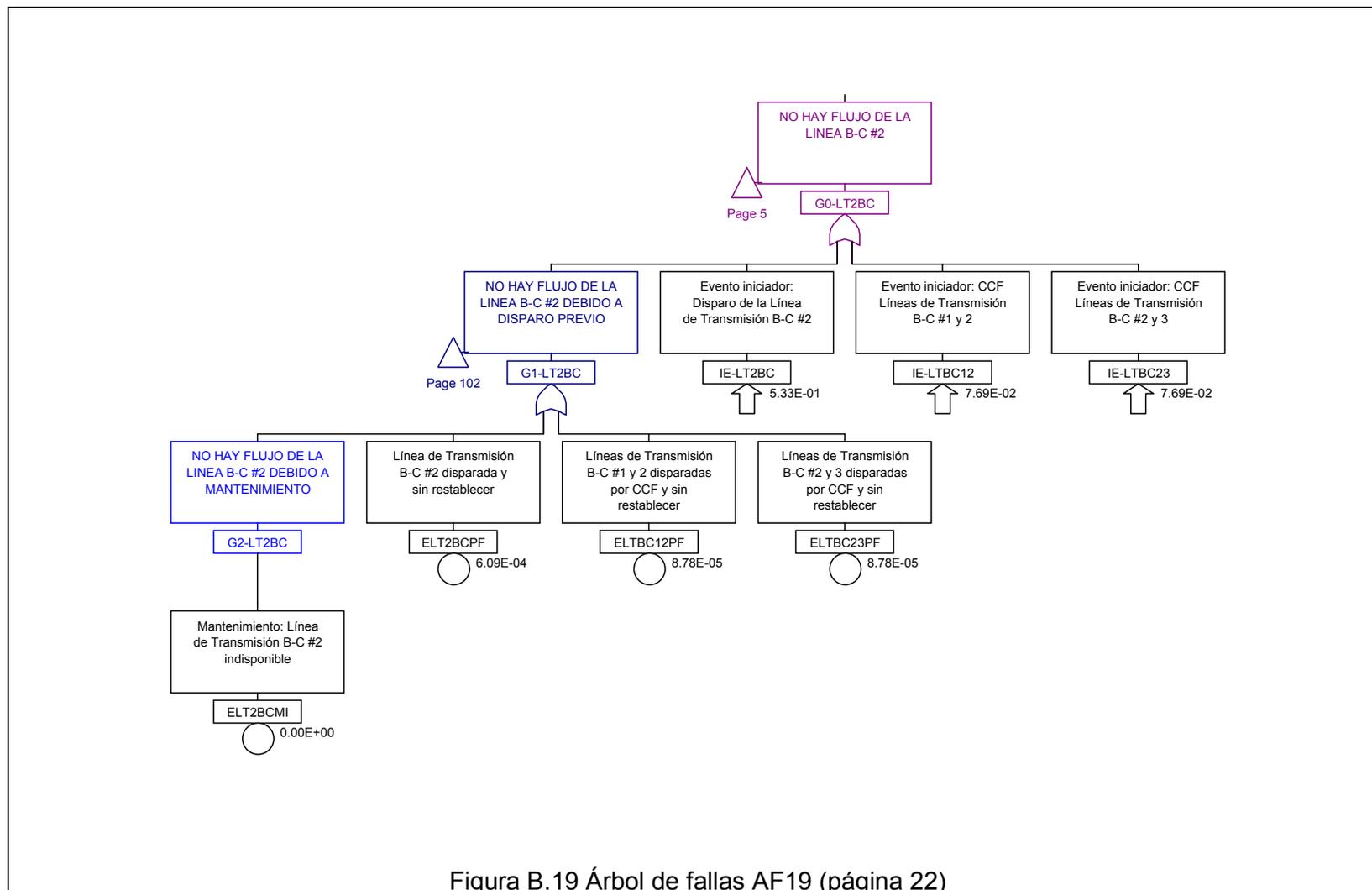


Figura B.19 Árbol de fallas AF19 (página 22)

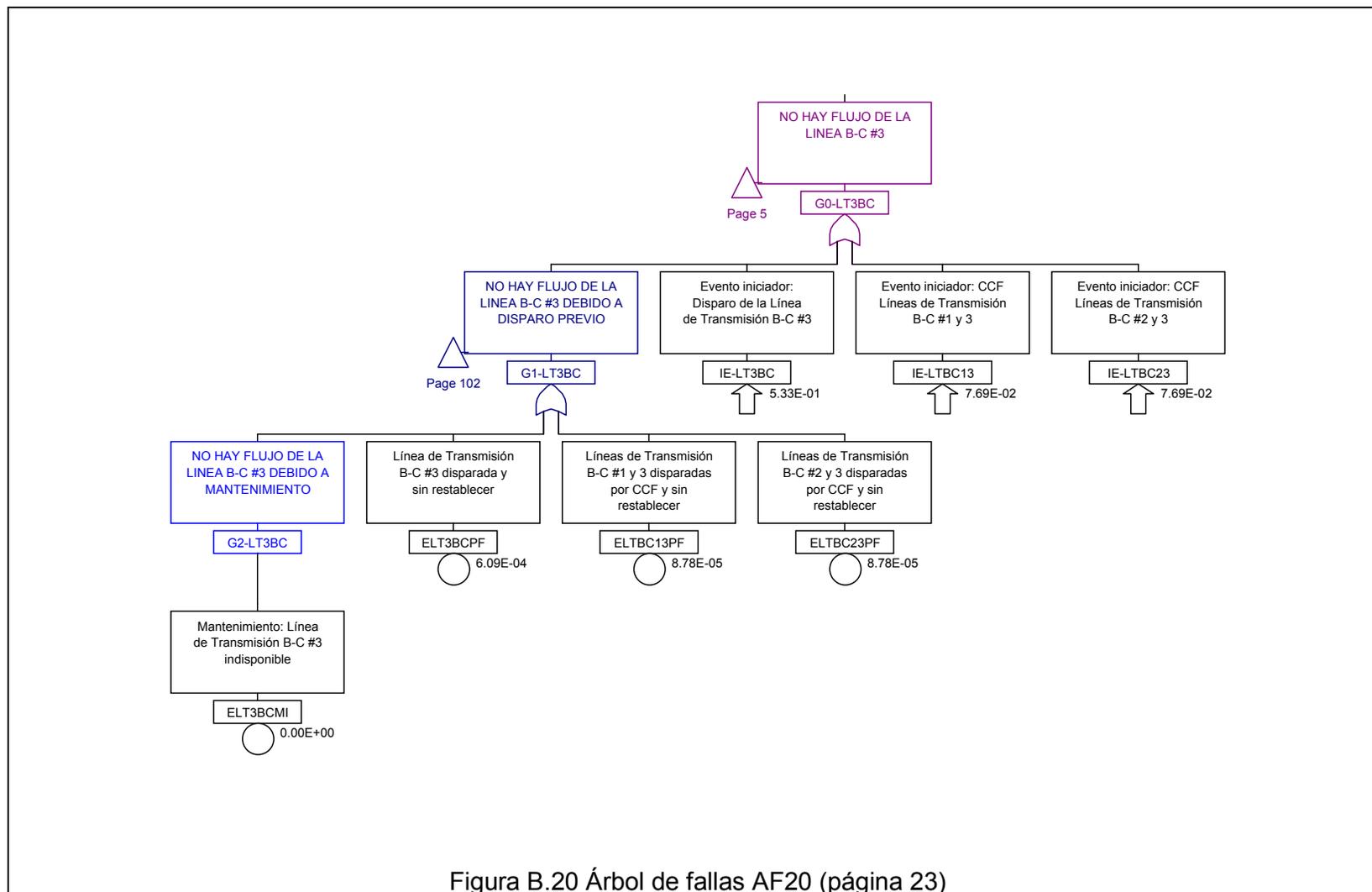


Figura B.20 Árbol de fallas AF20 (página 23)

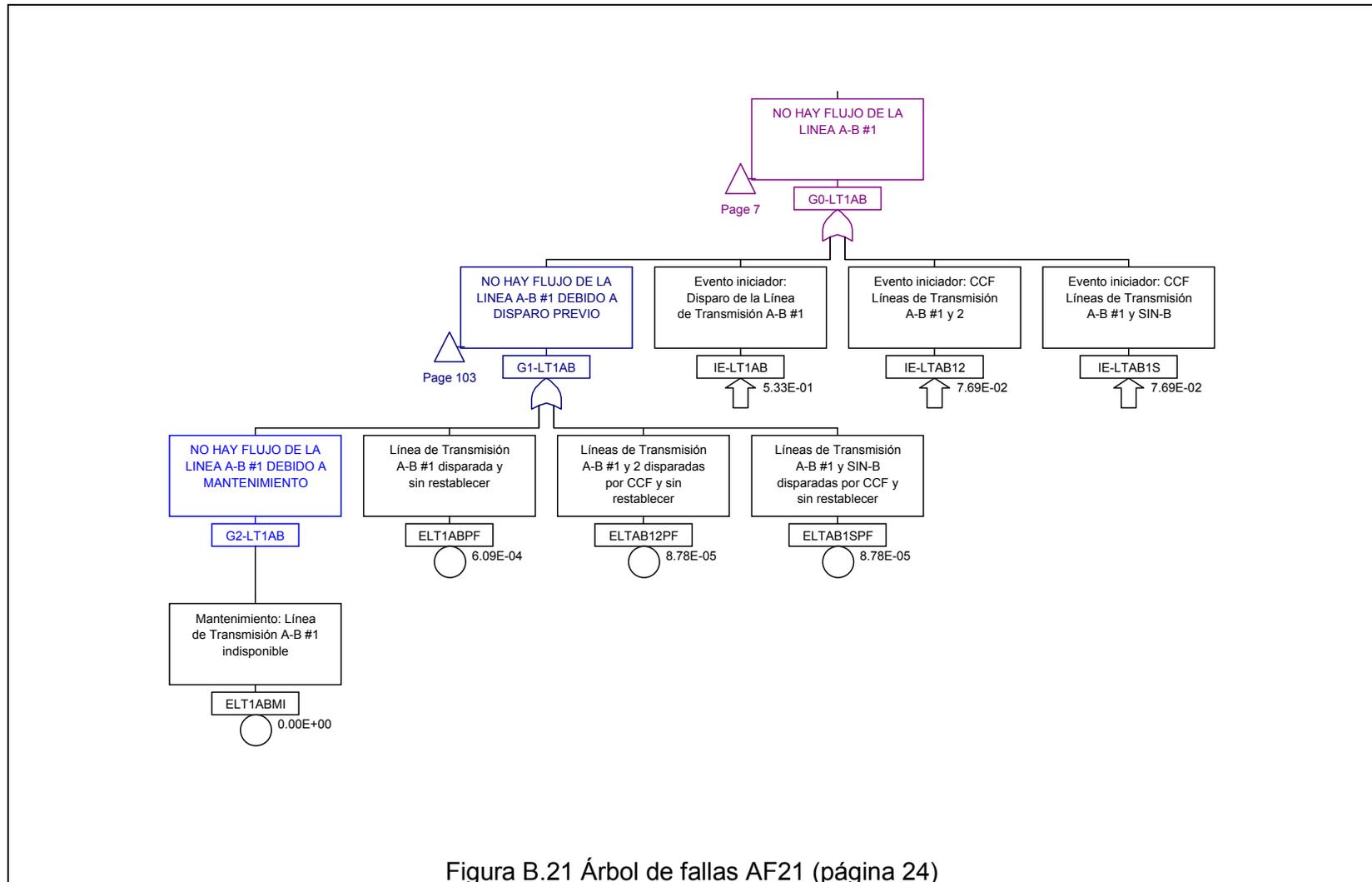


Figura B.21 Árbol de fallas AF21 (página 24)

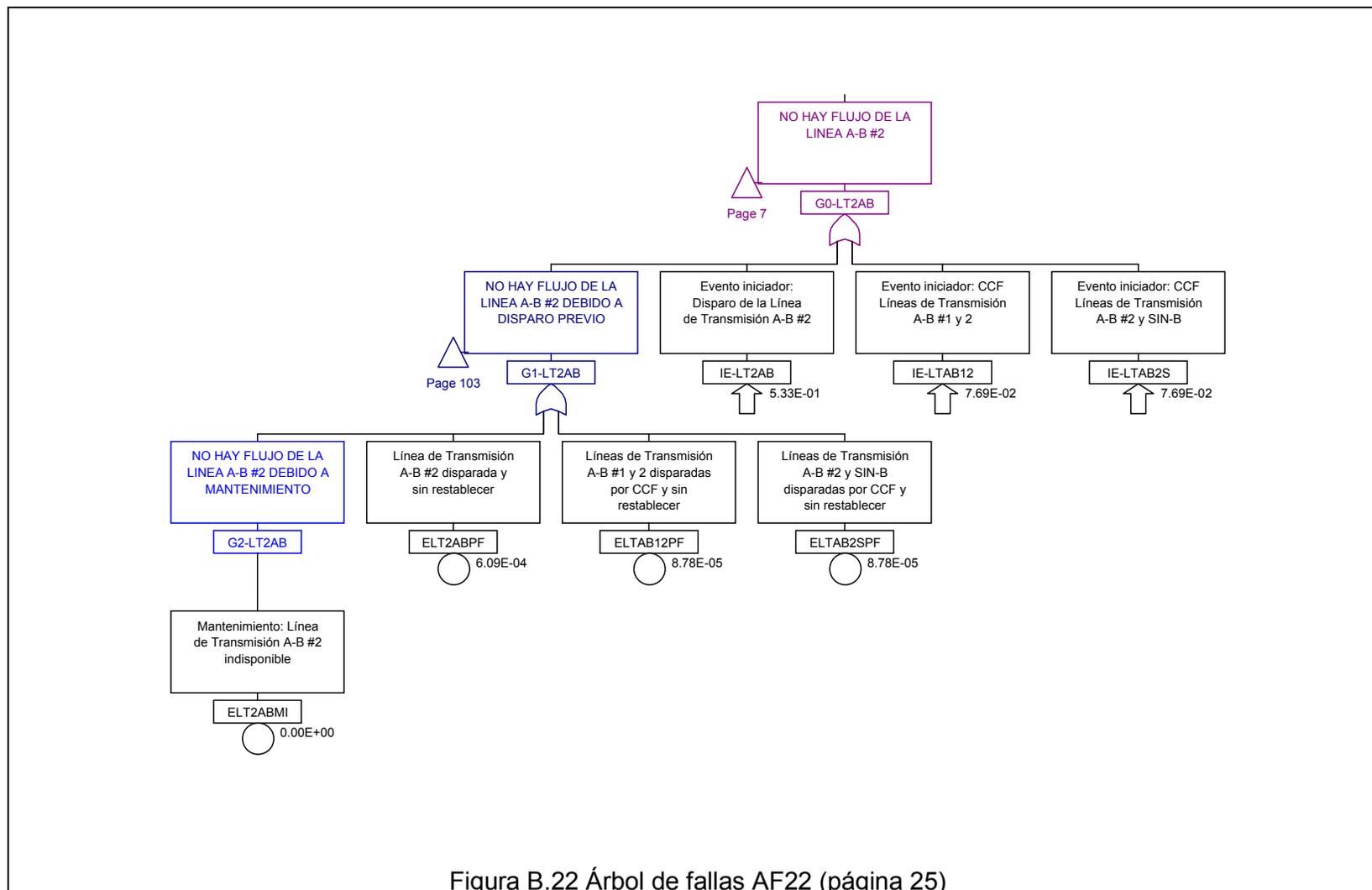


Figura B.22 Árbol de fallas AF22 (página 25)

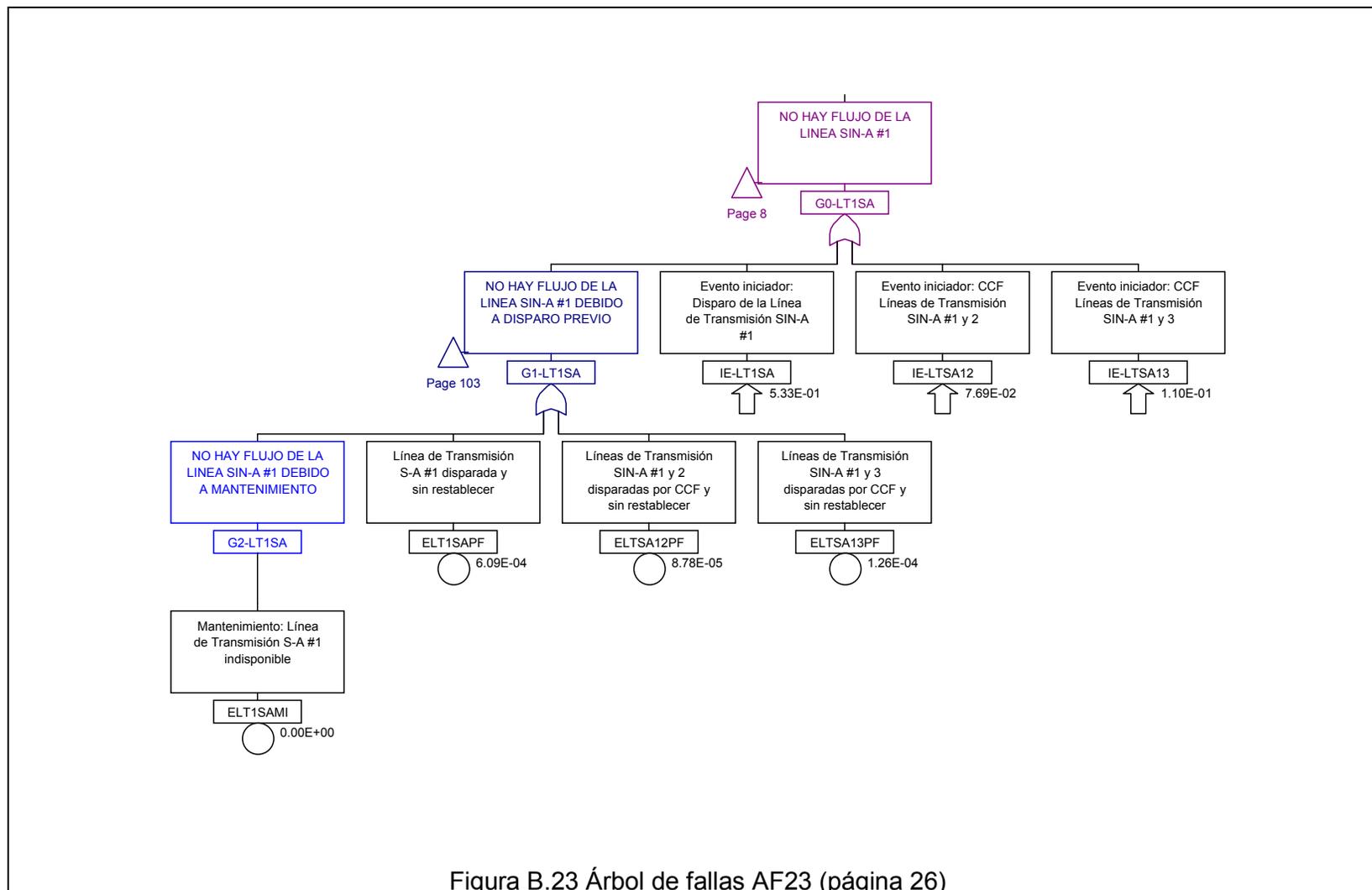


Figura B.23 Árbol de fallas AF23 (página 26)

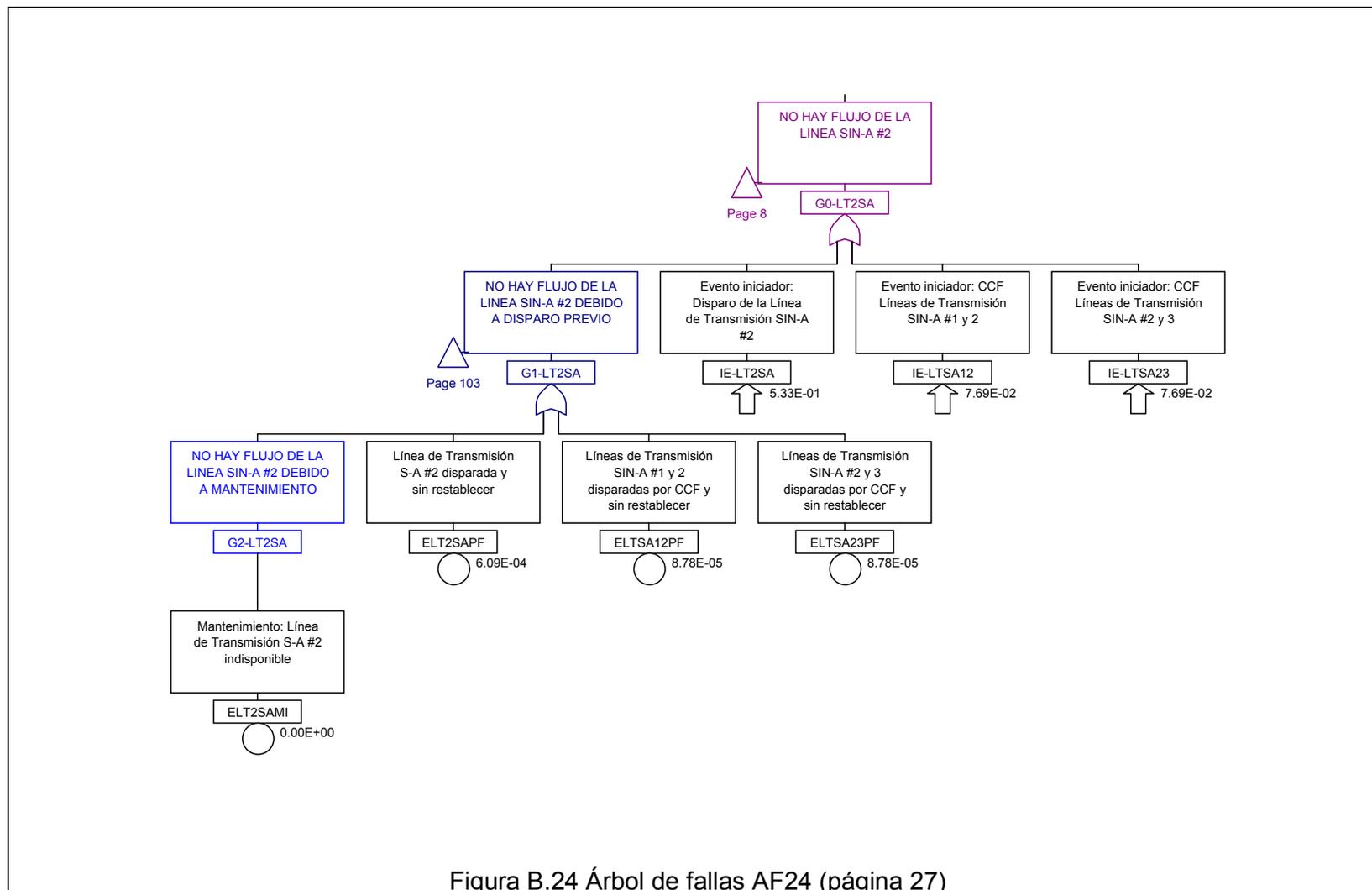


Figura B.24 Árbol de fallas AF24 (página 27)

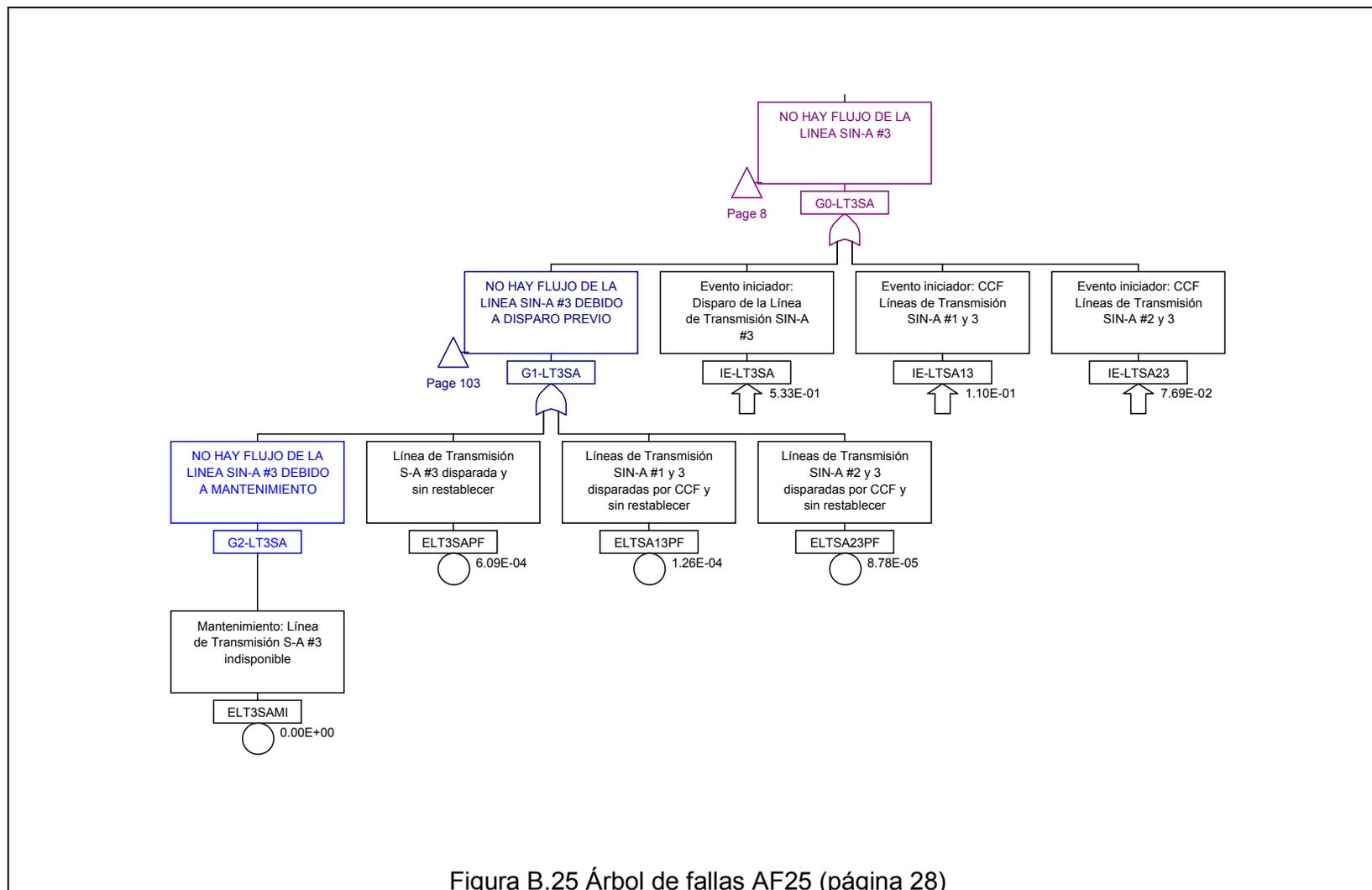


Figura B.25 Árbol de fallas AF25 (página 28)

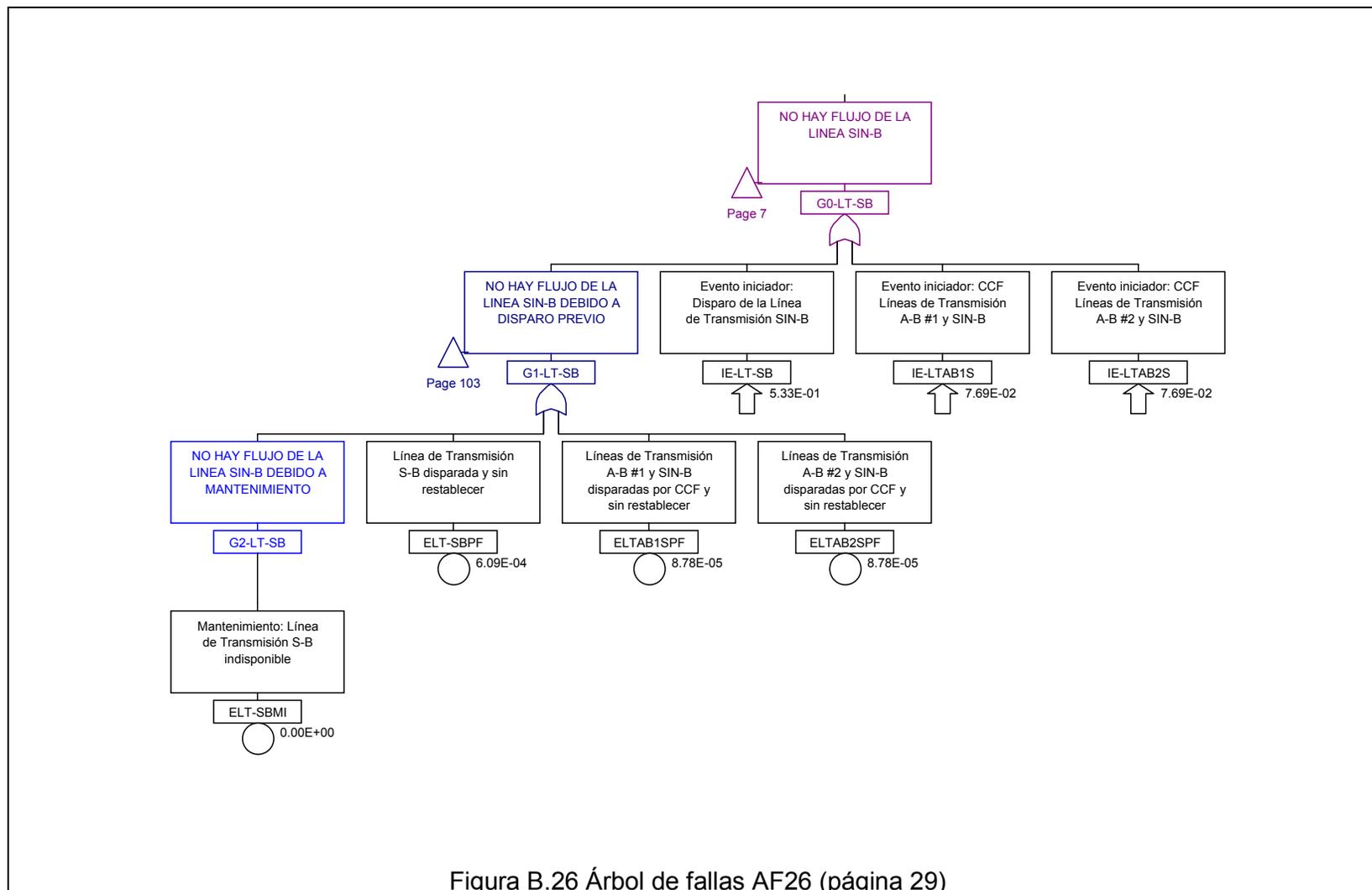
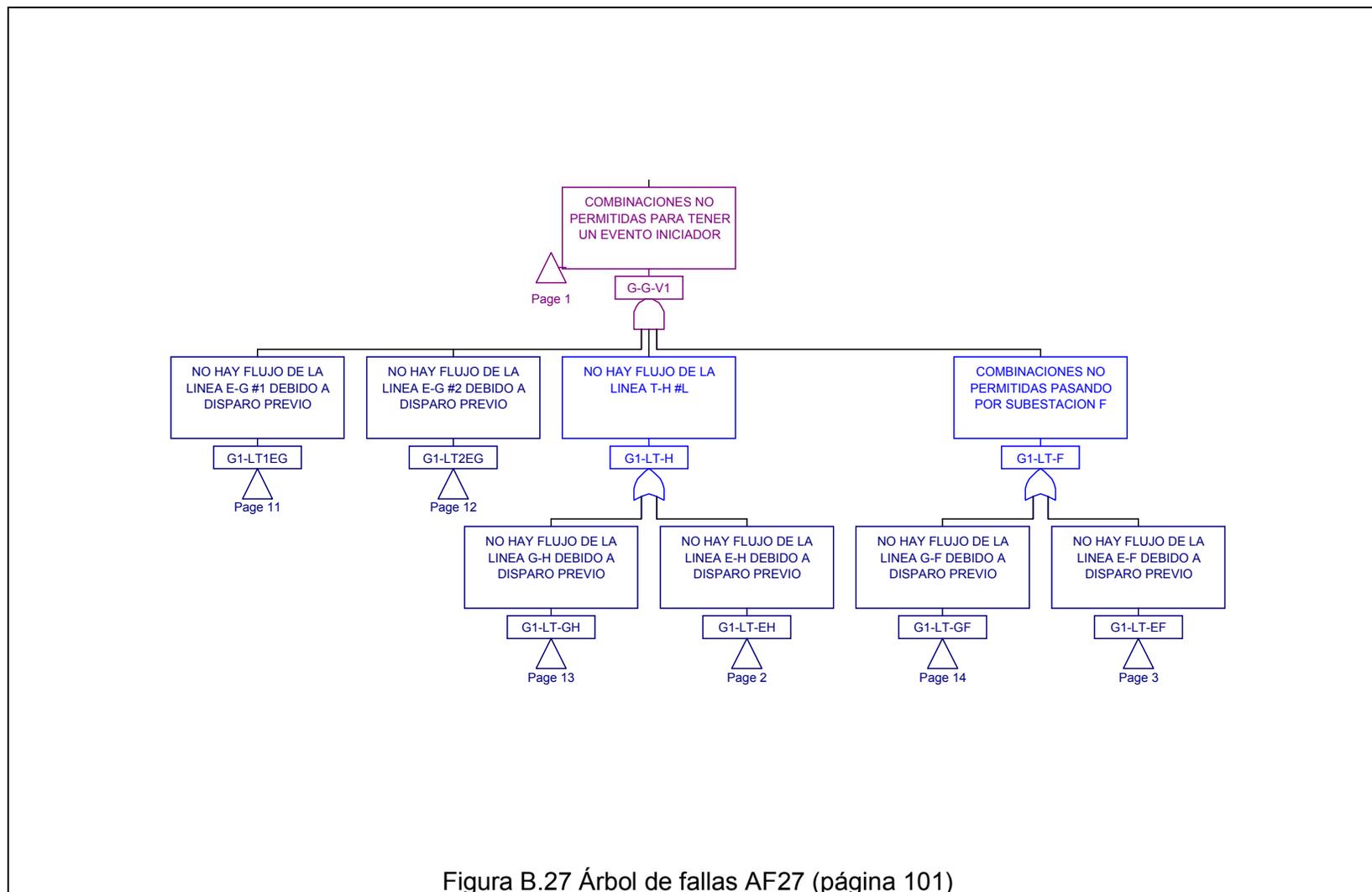


Figura B.26 Árbol de fallas AF26 (página 29)



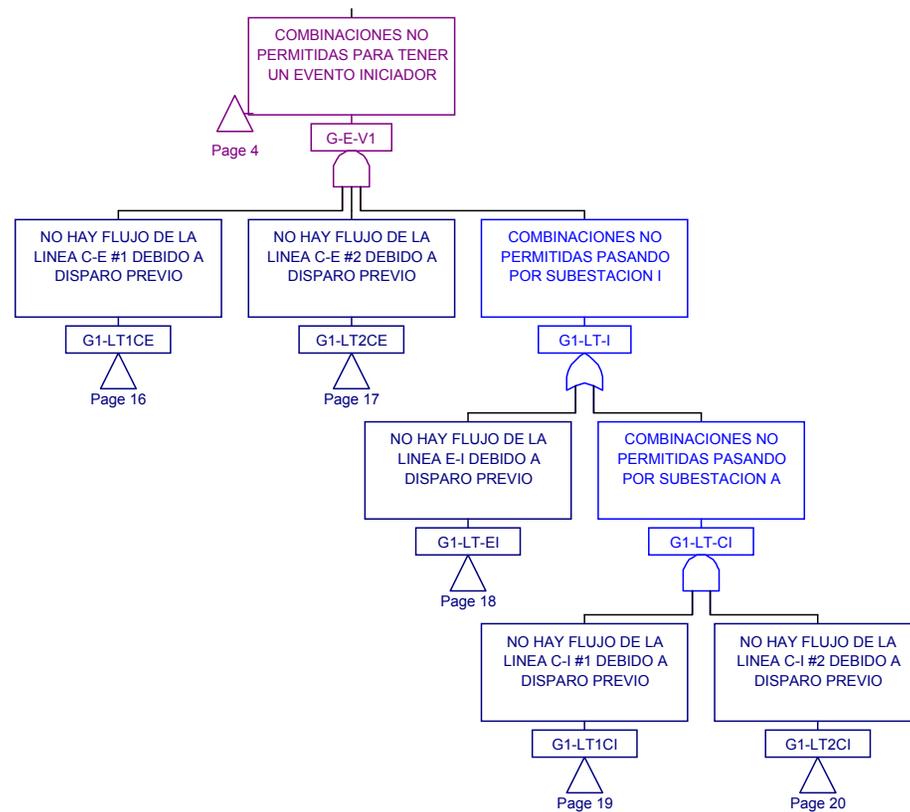


Figura B.28 Árbol de fallas AF28 (página 102)

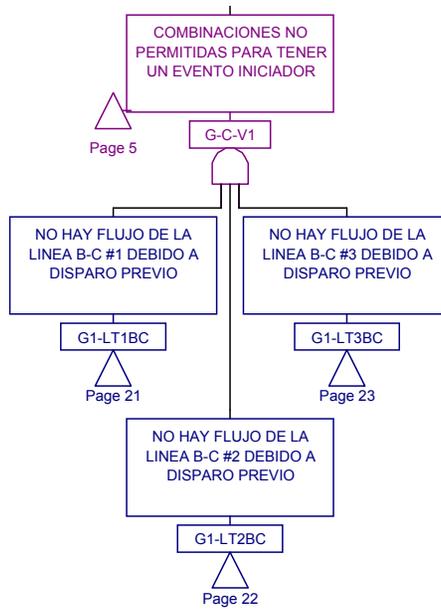


Figura B.29 Árbol de fallas AF29 (página 103)

