

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**“ EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN
SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA
MEDIANTE EL MÉTODO DE ENUMERACIÓN
DE CONTINGENCIAS**

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE :

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR :

FRANCISCO FLORES CAPCHA

PROMOCIÓN 1992-II

LIMA – PERÚ

2002

Dedicado

A mis padres Gabriel y Eufracina y a mis hermanos Raúl, César, Nelly, Rosa, Luis por su amor, apoyo y confianza de siempre. A Katherine por ser como es. A mi familia y a quienes comparten o compartieron instantes de vida, con el deseo de que persista esa luz de unidad. A la verdadera amistad, por ser fuente de inagotable inspiración y aprendizaje; y a todos quienes trabajan o imparten sus conocimientos, con la fe y esperanza de un futuro diferente.

**EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN
ELÉCTRICA MEDIANTE EL MÉTODO DE ENUMERACIÓN DE
CONTINGENCIAS**

SUMARIO

Considerando la necesidad de utilizar herramientas que permitan adoptar mejores decisiones en los diferentes ámbitos de actividad relacionados al planeamiento, administración, control y normalización de los sistemas eléctricos de potencia en el Perú, se ha propuesto una visión actualizada de los estudios de confiabilidad en el nuevo entorno del sector eléctrico, definiendo un marco conceptual para integrar las diferentes perspectivas y conceptos.

Sobre esta base, se ha desarrollado el método de enumeración de contingencias, identificando las herramientas necesarias para su aplicación y se ha implementado el programa TRANSREL orientado a la evaluación de la confiabilidad en los sistemas eléctricos de transmisión.

ÍNDICE

	Página
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I	
PLANEAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN EN EL NUEVO ENTORNO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA	6
1.1 Nuevo entorno del sector eléctrico en el Perú.	6
1.2 Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.	11
1.3 Planeamiento de los sistemas de transmisión - Nuevos requerimientos.	15
1.4 Confiabilidad en el nuevo entorno de las empresas eléctricas.	22
1.5 Objetivos de la tesis.	26
1.6 Alcance de la tesis.	26
1.7 Metodología de investigación.	27
CAPITULO II	
ASPECTOS GENERALES DE LA CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	28
2.1 Marco conceptual para los estudios de confiabilidad.	28
2.1.1 Estados de un sistema eléctrico de potencia.	28

2.1.2	Definiciones principales.	32
2.1.3	Procesos de degradación en el funcionamiento de un sistema eléctrico de potencia.	35
2.1.4	Definición de falla del sistema.	36
2.1.5	Índices de confiabilidad.	36
2.2	Relación de la confiabilidad con el planeamiento de los sistemas eléctricos.	38
2.3	Análisis de la confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia.	41
2.3.1	Niveles jerárquicos básicos.	41
2.3.2	Estudios para la evaluación de la confiabilidad según los niveles jerárquicos.	43
2.4	Requerimientos generales para los estudios de confiabilidad.	45
2.5	Consideraciones para el modelamiento del sistema eléctrico en los estudios de confiabilidad.	47
2.6	Métodos para la evaluación de confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia.	49

CAPITULO III

EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN MEDIANTE EL MÉTODO DE ENUMERACIÓN DE CONTINGENCIAS

3.1	Estructura del método.	54
3.2	Selección de contingencias - Método de Enumeración de Estados.	58
3.2.1	Conceptos básicos.	58

3.2.2 Grafos de un sistema eléctrico de potencia.	61
3.2.3 Enumeración topológica.	62
3.3 Establecimiento de los criterios de fallas.	69
3.4 Evaluación del sistema - Análisis del efecto de los eventos en la red eléctrica.	71
3.5 Acciones correctivas - Modelo de Minimización del Corte de Carga.	74
3.6 Evaluación de los índices de confiabilidad.	83

CAPITULO IV

PROGRAMA PARA ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD Y PLANEAMIENTO

DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN	86
4.1 Condiciones Generales.	86
4.2 Características generales del programa TRANSREL.	88
4.3 Estructura del programa.	94

CAPITULO V

VALIDACIÓN DEL MÉTODO IMPLEMENTADO	99
5.1 Sistema de prueba.	99
5.2 Contraste de resultados - Caso base de validación.	104
5.3 Evaluación de los índices LOLP y EPNS.	109
5.4 Características de entrada y salida del programa TRANSREL.	111

CAPITULO VI

APLICACIONES DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA	131
6.1 Sistema eléctrico de cinco barras SP-1.	131
6.1.1 Evaluación de proyectos - Variación de los índices.	133
6.1.2 Contribución del sistema de transmisión en la evaluación de los índices del sistema compuesto.	134
6.1.3 Profundidad de las contingencias - Variación de los resultados.	136
6.1.4 Políticas de corte de carga - Análisis de sensibilidad	140
6.2 Sistema de transmisión ETEDEL.	147
6.2.1 Objetivo del caso de estudio.	147
6.2.2 Modelamiento del sistema de transmisión ETEDEL.	148
6.2.3 Procesamiento y análisis de los resultados.	150
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	158
ANEXOS	
ANEXO A	
MODELAMIENTO DE LOS ESTADOS DE UN COMPONENTE	164
ANEXO B	
FLUJO DE POTENCIA EN CORRIENTE CONTINUA	171
ANEXO C	
MÉTODO DE LA PROBABILIDAD CONDICIONAL	177

ANEXO D	
EVALUACIÓN DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD PARA LOS PUNTOS DE CARGA Y EL SISTEMA	183
ANEXO E	
SISTEMA ELÉCTRICO SP-1	189
ANEXO F	
SISTEMA DE TRANSMISIÓN ETEDEL	192
ANEXO G	
ÍNDICES ADICIONALES PARA EL SISTEMA ETEDEL	202
BIBLIOGRAFÍA	210

INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico del Perú ha ingresado al proceso de desregulación con el objetivo de asegurar a los consumidores un suministro oportuno, confiable, con niveles adecuados de calidad y a precios competitivos.

Los clientes establecen que la confiabilidad es muy importante, porque tienen la expectativa de que el suministro de energía eléctrica se encuentre continuamente disponible para su demanda, sin embargo esto no siempre será posible debido a un amplio rango de eventos que escapan al control de los administradores, planificadores y operadores del sistema eléctrico. No obstante, la probabilidad de que los clientes sean desconectados del servicio eléctrico puede ser reducido por el incremento de la inversión durante las fases de diseño, planeamiento u operación; por lo tanto es evidente que las restricciones económicas y de confiabilidad se encuentran en conflicto.

En este contexto, para resolver el problema de las restricciones económicas, operacionales y de confiabilidad es necesario utilizar técnicas y herramientas que reflejen la naturaleza probabilística de los sistemas eléctricos, de la demanda de los clientes, de las fallas de los componentes, etc. dado que se debe reconocer no solo la severidad de un evento y su impacto sobre el sistema sino también la probabilidad de su ocurrencia.

Por otro lado, en este nuevo entorno, se debe considerar que las empresas requieren tomar decisiones adecuadas de inversión; los clientes requieren conocer el desempeño de los sistemas para adoptar mejores decisiones comerciales y adicionalmente los reguladores requieren definir o establecer una adecuada normalización. Por lo tanto, es necesario contar con herramientas que entreguen información y permitan adoptar mejores decisiones en los diferentes ámbitos de actividad.

En el Perú, no se ha producido un desarrollo continuo de herramientas que faciliten la ejecución de los diversos estudios requeridos, tal es así, que si se requiere realizar un estudio de confiabilidad en los sistemas de transmisión, se tendría que recurrir al programa SICRET (usado para realizar estudios de planeamiento en los años 80) o contratar los servicios del Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan – Argentina, para utilizar su programa SIMREC (Estudio de Planeamiento y Factibilidad de ETESUR S.A. - 1997) o implementar una metodología.

El presente trabajo está orientado a desarrollar el método de enumeración de contingencias, para evaluar la confiabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia, con el propósito de implementar un modelo computacional que permita realizar estudios de confiabilidad en los Sistemas de Transmisión Eléctrica.

Estructura de la Tesis

Los capítulos han sido estructurados para brindar una perspectiva en relación a los estudios de confiabilidad, considerando los avances y diferentes conceptos establecidos en el contexto de la desregulación del sector eléctrico, sin embargo se debe tener presente que muchos aspectos relacionados con la confiabilidad y planeamiento de los sistemas eléctricos de potencia aún son materia de investigación y desarrollo.

En el **Capítulo I** se describen las principales características del proceso de desregulación en el sector eléctrico del Perú y se plantean los nuevos requerimientos relacionados al planeamiento de los sistemas de transmisión en general y a los estudios de confiabilidad en particular. Asimismo, se establecen los objetivos, alcances y metodología del presente trabajo.

En el **Capítulo II** se define un marco conceptual para los estudios de confiabilidad, considerando las diferentes perspectivas y conceptos. Adicionalmente se definen los requerimientos generales para realizar estudios de confiabilidad, se establecen los criterios para un adecuado modelamiento del sistema eléctrico y se exponen los métodos disponibles para la evaluación de la confiabilidad.

En el **Capítulo III** se establece la estructura del método de enumeración de contingencias para la evaluación de la confiabilidad de sistemas eléctricos y se desarrolla sus principales componentes : Selección de contingencias mediante el método de enumeración topológica de los

estados, establecimiento del criterio de fallas, evaluación del sistema mediante el análisis del efecto de las contingencias en la red eléctrica y desarrollo de un modelo de minimización del corte de carga para la simulación de acciones correctivas.

En el **Capítulo IV** se presenta el desarrollo automatizado de la metodología, describiendo la estructura utilizada en la implementación del programa TRANSREL con el objetivo de evaluar la confiabilidad en los sistemas de transmisión eléctrica.

En el **Capítulo V** se realiza la validación del método implementado, utilizando un sistema de prueba y contrastando los resultados obtenidos con los resultados de otras dos metodologías (analítica y probabilística).

También se presentan las características finales de ingreso y salida del Programa TRANSREL.

En el **Capítulo VI** se realizan las aplicaciones de la metodología desarrollada, mediante la presentación de casos de estudio en un sistema eléctrico de cinco barras. Adicionalmente se realiza una aplicación práctica para el sistema de transmisión ETEDEL, modelado a partir del Sistema Interconectado Centro Norte, considerando principalmente al sistema de transmisión de la empresa ETECEN y la red eléctrica de la empresa de distribución EDELNOR.

Por otro lado, los Anexos contienen material que complementa el desarrollo del presente trabajo, así como información adicional en relación a los sistemas eléctricos utilizados en el capítulo VI.

En el **Anexo A** se desarrollan los conceptos relacionados al modelamiento de los estados de un componente, incidiendo en aspectos como función de riesgo, tasa de falla, tasa de reparaciones, disponibilidad e indisponibilidad.

En el **Anexo B** se desarrolla el método de flujo de potencia DC para evaluar los flujos de potencia en un sistema eléctrico, el modelo incorpora las pérdidas en los elementos de transmisión y transformación, con el objetivo de mejorar la aproximación de los resultados,

En el **Anexo C** se desarrolla la teoría del método de probabilidad condicional para calcular los índices de confiabilidad en los sistemas eléctricos de generación - transmisión.

En el **Anexo D** se definen los principales índices de confiabilidad para las barras de carga y el sistema, adicionalmente se establecen los procedimientos para realizar los cálculos.

En el **Anexo E** se describe el sistema eléctrico SP-1, un sistema compuesto de generación-transmisión de 5 barras, seleccionado para realizar casos de estudio utilizando el programa TRANSREL.

En el **Anexo F** se describe el modelo desarrollado de un sistema de transmisión ETEDEL, para realizar la aplicación del programa TRANSREL en un sistema real.

Finalmente el **Anexo G** presenta información adicional, entregado por el programa TRANSREL en relación a los índices de confiabilidad para las barras del sistema de transmisión ETEDEL.

CAPITULO I

PLANEAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN EN EL NUEVO ENTORNO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

1.1 Nuevo Entorno del Sector Eléctrico en el Perú.

El sector eléctrico del Perú ha sufrido un cambio fundamental en su estructura, operación y regulación, dado que la tradicional empresa verticalmente integrada que administraba la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica ha sido descompuesto en diferentes empresas.

En este nuevo entorno, la red de transmisión, es el único componente de la industria verticalmente integrada que permanece en términos generales como un monopolio, claramente diferente a los negocios de generación o a la venta al por menor de los negocios de distribución.

La empresa de servicio de transmisión actúa como el sistema que establece los mercados, dado que hace posible que las empresas generadoras lleguen a los consumidores o distribuidores de energía eléctrica, a través de los esquemas de acceso abierto.

Todos estos cambios se han definido como la desregulación de la industria eléctrica, para permitir la competencia entre los generadores y crear condiciones de mercado en el sector eléctrico, dado que estos dos aspectos son necesarios para incrementar la eficiencia en la producción y

distribución de la energía eléctrica, ofreciendo precios competitivos con niveles aceptables de calidad.

En el Perú, con el objetivo de asegurar a la sociedad, un suministro oportuno y confiable, a precios compatibles con los costos económicos para mantener y ampliar el servicio, se promulgó en noviembre de 1992 la Ley de Concesiones Eléctricas No 25844, que norma y promueve las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

Sus características principales son

- Define el rol del Estado como normativo, regulador, fiscalizador y promotor de la participación de los agentes económicos privados.
- Determina la separación de las actividades de generación, de transmisión, y de distribución para ser realizados por empresas independientes, estableciendo libre competencia en la generación, acceso abierto de terceros a los sistemas de transmisión y reconocimiento de costos estándares en los sistemas de distribución.
- Establece contratos de concesión para el ejercicio de actividades que emplean recursos naturales de propiedad del Estado y/o requieran de la imposición de servidumbre por parte de éste.
- Establece un sistema de libre mercado, excepto para el servicio público de electricidad, al cual regula con precios que estimulen la eficiencia, penalizando la falta de calidad y seguridad de suministro del servicio y alentando la inversión en nuevas obras.

- Otorga a los usuarios el derecho de ser compensados por deficiencias en el servicio eléctrico.

Asimismo la Ley de Concesiones Eléctricas, establece las reglas y procedimientos para :

Desarrollar las actividades de generación, transmisión y distribución.

- Fijar tarifas y precios de electricidad para el servicio público.
- La estructuración del sector eléctrico.

Establecer los derechos y obligaciones de los concesionarios y sus relaciones con los clientes.

La Ley de Concesiones Eléctricas establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza los requieran, reconociendo sistemas económicamente adaptados y costos de operación y mantenimiento eficientes.

Instituciones del Sector Eléctrico

Las instituciones del sector eléctrico que intervienen en la aplicación de los principios, criterios y procedimientos establecidos por la ley, son las siguientes :

a) Ministerio de Energía y Minas, con las funciones de :

- Otorgar las concesiones y autorizaciones.
- Efectuar la planificación referencial.
- Realizar la fiscalización del cumplimiento de las obligaciones de los concesionarios y de los autorizados a desarrollar actividades en el sector.
- Efectuar la normalización del sector.
- Realizar la promoción para el desarrollo del sector.

b) Comité de Operación Económica del Sistema (COES)

Organismo técnico conformado por los titulares de generación y sistemas de transmisión, cuya potencia instalada sea igual o mayor de 100MW, con el objeto de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad de abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

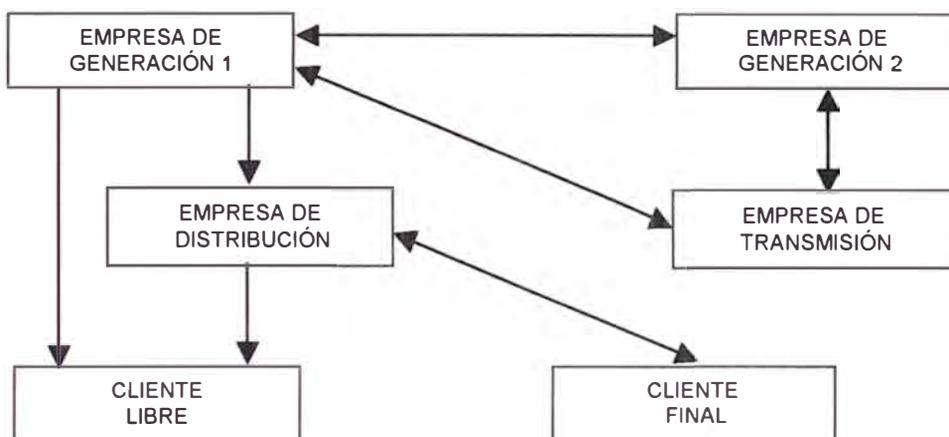
c) El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG)

Encargado de supervisar, regular y fiscalizar las entidades del sector de energía velando por la calidad, seguridad y eficiencia del servicio y productos energéticos brindados a los escenarios en general y cautelando la adecuada conservación del medio ambiente. Así mismo, es el encargado de regular la tarifa y fijar los distintos precios regulados del servicio eléctrico, las tarifas del servicio de transporte de hidrocarburos por ductos y las de distribución de gas natural por red de ductos.

El Mercado Eléctrico

Bajo al perspectiva de la Ley de Concesiones Eléctricas, los protagonistas del mercado eléctrico son mostrados en la Figura 1.1, entre las que se definen varios tipos de transacciones.

FIGURA 1.1 : PROTAGONISTAS DEL MERCADO ELÉCTRICO



Mercado Libre : Para las transacciones entre clientes mayores, definidos actualmente como aquellos con demandas superiores a 1 MW y las empresas suministradoras de electricidad que pueden ser generadoras o distribuidoras. El precio, volumen y condiciones a transar son libres y sin intervención del Estado.

Mercado de Oportunidad : Para transacciones puntuales, realizadas en circunstancias de demanda u oferta no previstas. Las condiciones de contratación son libres entre las partes sin intervención del Estado.

Mercado Inter Generadores : Conformado por la negociaciones entre empresas generadoras de electricidad integrantes de un sistema eléctrico interconectado, cuyo despacho de carga es efectuado por un COES. Las transacciones se realizan al costo marginal correspondiente a la operación real del sistema en el periodo de la transacción.

Mercado de Servicio Público : Destinado actualmente a clientes con consumos menores a 1 MW. Los precios máximos son fijados por OSINERG a partir del costo marginal de corto plazo de la generación y el valor agregado de transmisión y distribución de los correspondientes sistemas económicamente adaptados.

1.2 Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

Con el objetivo de establecer los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, incluido el alumbrado público, y las obligaciones de las empresas de electricidad y los clientes que operan bajo el régimen de la Ley de Concesiones Eléctricas se emitió la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (Referencia [19]), en octubre de 1997, y sus correspondientes bases metodológicas, fueron publicadas en noviembre de 1998. Ambos documentos han sido actualizados, en función a los requerimientos planteados como consecuencia de su aplicación, buscando establecer un control de calidad de los servicios eléctricos teniendo en cuenta los siguientes aspectos :

a) Calidad de Producto :

- Tensión.
- Frecuencia.
- Perturbaciones (Flícker y Tensiones Armónicas)

b) Calidad de Suministro :

- Interrupciones.

c) Calidad del Servicio Comercial :

- Trato al Cliente.
- Medios de Atención.
- Precisión de Medida.

d) Calidad de Alumbrado Público :

- Deficiencias del Alumbrado.

Asimismo, la Norma Técnica de Calidad

- Especifica los parámetros e indicadores sobre los que se evalúa la Calidad del Servicio de la Electricidad.
- Especifica la cantidad mínima de puntos y condiciones de medición.
- Fija las tolerancias y las respectivas compensaciones y/o multas por incumplimiento.
- Establece las obligaciones de las entidades involucradas directa o indirectamente en la prestación y uso del servicio, en lo que se refiere al control de la calidad.

Para la aplicación de esta Norma Técnica se establecieron tres etapas consecutivas, con la característica de ir incrementando gradualmente las compensaciones y/o multas por incumplimiento.

a) Primera Etapa, con una duración de un año y seis meses a partir de la puesta en vigencia de la Norma (desde octubre de 1997 hasta abril de 1999)

En esta etapa las entidades involucradas en el servicio debían

- Adquirir equipos e instalar la infraestructura necesaria para la medición y registro de la Calidad del Producto, Calidad del Suministro, Calidad de Servicio Comercial y Calidad del Alumbrado Público.

Implementar todos los medios para garantizar la calidad del servicio comercial

Implementar todos los medios de registro necesarios y organizar todos los mecanismos de procesamiento de información.

Efectuar una campaña piloto de medición y registro de las variables que intervienen en el cálculo de los indicadores de calidad.

- Presentar un programa de adecuación a la Norma.

Las transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad, en esta etapa no daban lugar a compensaciones y/o multas.

- b) Segunda Etapa, inicialmente se estableció una duración de un año y seis meses, inmediatamente después de finalizada la primera etapa (desde mayo de 1999 hasta noviembre de 2000), pero este periodo fue ampliado hasta diciembre de 2001.

Las transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad, en esta etapa debían dar lugar a compensaciones y/o multas, los cuales son calculados usando factores intermedios que son definidos en la Norma.

- c) Tercera Etapa (Con una duración indefinida y comienza inmediatamente después de finalizada la segunda etapa).

En esta etapa las compensaciones y/o multas son establecidos de manera definitiva, para todas las transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad. Recientemente se ha establecido la aplicación gradual de las compensaciones durante el primer año hasta llegar a establecer el 100% de los montos calculados.

Si bien la primera etapa de aplicación de la Norma Técnica, se cumplió en forma conveniente y sin mayores complicaciones, fue el inicio de la segunda etapa, la que realmente produjo reacciones en todas las empresas involucradas, llegándose a producir solicitudes de postergación del inicio de la segunda etapa, corrección de procedimientos de la Norma y correcciones en las tolerancias.

Lo anterior era previsible, dado que los sistemas eléctricos del Perú fueron construidos siguiendo criterios establecidos en normas orientadas hacia los diseños y en todo este tiempo, los equipos de medición fueron utilizados para brindar facilidades a la operación y protección del sistema, por lo tanto, no se tenía una base de información para establecer de manera conveniente, los parámetros, indicadores y tolerancias relacionados a la calidad del servicio que se deseaba controlar.

Sin embargo, el aspecto más positivo en la aplicación de la Norma Técnica de Calidad es que ha obligado a las empresas a medir los parámetros de su sistema y de esta manera tomar conciencia y conocer su realidad, pues hasta antes de la promulgación, no existía prácticamente ningún conocimiento sobre lo que ocurría con la calidad del servicio eléctrico de las empresas.

1.3 Planeamiento de los Sistemas de Transmisión - Nuevos

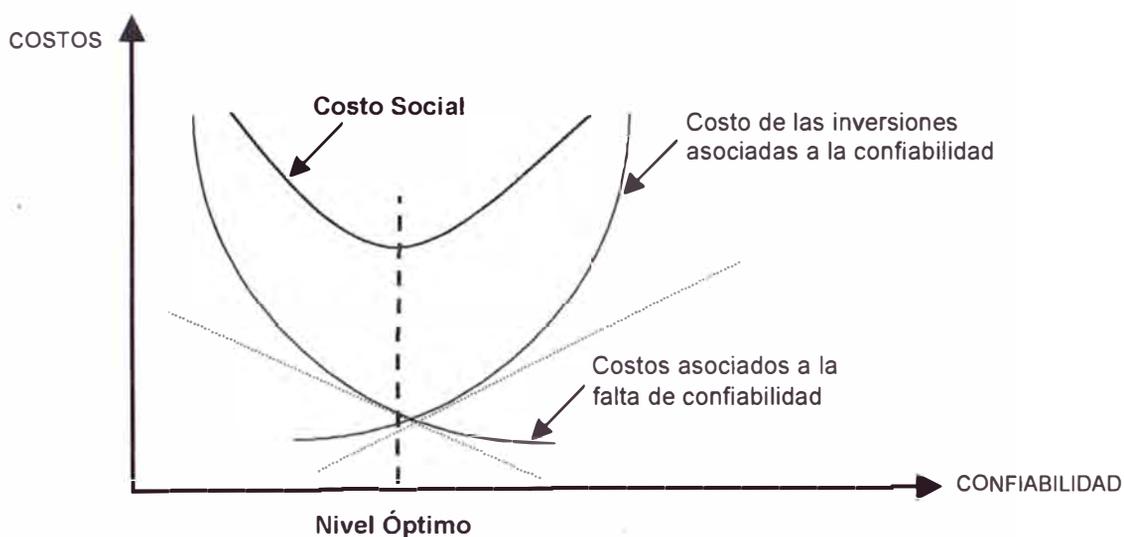
Requerimientos.

El principal objetivo de cada empresa del sector eléctrico es satisfacer las demandas de carga y energía a un costo óptimo, manteniendo niveles aceptables en la calidad del producto, suministro y servicio. En el pasado, generalmente se emprendía una nueva construcción para satisfacer el crecimiento de la carga, lo cual era justificado por los ingresos adicionales que podían ser obtenidos o por las necesidades del área de servicio; difícilmente se elaboraron proyectos solo para mejorar la confiabilidad.

En los estudios de planeamiento se realiza una evaluación de los costos de inversión, costos de operación y costos de fallas. El costo de confiabilidad forma parte de los costos de operación e inversión (dado que para mejorar la confiabilidad del sistema se requiere realizar inversiones en infraestructura y operación); mientras los costos de falla, incluyendo los costos de interrupciones, reparación y generación no económica, tienen la característica de disminuir según el sistema sea más confiable.

Desde el punto de vista netamente teórico, situarse en el óptimo del mercado, involucraría conocer tanto el costo que tiene para las empresas eléctricas entregar el producto electricidad o suministro con un cierto grado de confiabilidad, como el costo que tiene para los clientes el ser suministrados con cierta falta de ésta, lo que en definitiva se traduce en conocer las funciones de utilidad para cada uno de los participantes. La Figura 1.2 representa lo anterior.

FIGURA 1.2 : COSTOS Y BENEFICIOS ASOCIADOS A CONFIABILIDAD



En la Referencia [14], se puede apreciar una primera aplicación de los conceptos anteriores en el planeamiento de los sistemas de transmisión.

La Figura 1.2 muestra que el costo en la empresa proveedora del servicio, generalmente crecerá a medida que los consumidores son suministrados con un mayor grado de confiabilidad y además que el costo para los consumidores se incrementa a medida que se reduce el grado de confiabilidad con el cual son suministrados. Sin embargo el planteamiento anterior se complica cuando se consideran las variables técnicas relacionadas con las características del producto o con los requerimientos en la operación y seguridad del sistema.

La tarea del ingeniero de planeamiento es entonces optimizar los costos mencionados y en ese sentido, puede aplicar diversas técnicas de evaluación para una variedad de tareas, tales como :

- a) Selección de esquemas apropiados de configuración para el sistema eléctrico.
- b) Comparación de planes de sistemas eléctricos alternativos.
- c) Identificación de las debilidades del sistema eléctrico.
- d) Evaluación del desempeño del sistema eléctrico contra el criterio de confiabilidad
- e) Desarrollo de criterios de confiabilidad y diseño de normas.
- f) Determinación de tendencias de la confiabilidad.

Para muchas tareas relacionadas a la evaluación de confiabilidad, se requieren de modelos detallados y mediciones en términos de índices apropiados, sin embargo realizar el modelamiento exacto de las fallas y los procesos de reparación en un sistema eléctrico de potencia es extremadamente difícil, generando además un requerimiento de múltiples datos, debido a ello, normalmente se utilizan supuestos de simplificación en la construcción del modelo del sistema.

Respecto al planeamiento de los sistemas de transmisión, se puede afirmar que históricamente ha sido realizado sobre la base de criterios determinísticos, considerando usualmente solo una condición de carga del sistema y evaluando el desempeño del sistema para determinar si posibles sobrecargas o violaciones del nivel de voltaje ocurrían para escenarios de salida con “el peor caso”. Ninguna evaluación era explícitamente realizada para determinar la probabilidad de la contingencia causante.

La utilización de metodologías probabilísticas provee la oportunidad de cuantificar la confiabilidad del sistema y reconocer los cambios en la confiabilidad debido a los cambios en la configuración, equipamiento, políticas e inversiones. Así, en la Referencia [1], puede apreciarse el ejemplo de un método de planeamiento para el sistema de transmisión, considerando objetivos de confiabilidad.

En las empresas tradicionales de servicios de electricidad monopólicas verticalmente integradas, los planes de expansión para la generación y transmisión eran coordinados, de forma tal que la red no restringía el

despacho óptimo, no era sobrecargado y las condiciones técnicas deseables podían ser logrados.

En el entorno de un sector eléctrico desregulado competitivo, donde los generadores ven por sus propios intereses económicos mientras comparten una red de acceso abierto, es muy diferente, dado que el desarrollo de la transmisión es visto diferente por cada uno de los participantes, así mientras una particular expansión de capacidad puede ser de interés para una parte, habrán otros que estarán en contra (ya sea porque afectará su operación y/o ingresos o cuestionarán la inversión que ellos no vean como beneficioso). El planeamiento en un entorno económico competitivo es claramente un problema complejo.

La regulación eléctrica del Perú ha encarado este problema mediante un nuevo concepto : el sistema de transmisión económicamente adaptado, definiéndolo como un sistema donde hay un equilibrio entre la energía ofertada y demandada, observando los costos competitivos y manteniendo la calidad del servicio. Por lo tanto el organismo regulador no solo es responsable de determinar el sistema adaptado de transmisión, sino de restringir los propios ingresos de transmisión, el objetivo es estimular una inversión, mantenimiento y operación eficientes.

. El concepto de sistema de transmisión “económicamente adaptado”, puede generar mucha discusión debido a los diferentes significados que pueden ser asignados por economistas e ingenieros; en consecuencia, se hace necesario definir el concepto “económicamente adaptado” mediante

una perspectiva global técnico-económica y observar su relación con las actividades de planeamiento de la expansión del sistema de transmisión.

La noción de adaptación económica se relaciona a los conceptos formulados por Boiteux en 1949, basado en el principio económico de que el óptimo social es logrado cuando en una economía, los bienes y servicios son valorados en costos marginales y los sistemas son económicamente adaptados. En estos sistemas adaptados, los ingresos obtenidos de la venta de toda la energía con el costo marginal instantáneo, más los ingresos por la venta de toda la potencia en el costo de desarrollo de las unidades apropiadas para proveer la potencia máxima, son equivalentes al costo de capital más el costo total de operación de las plantas de generación.

Este es el caso de los sistemas sin economías de escala; se ha formulado que la combinación de los negocios de generación y transmisión no tienen economías de escala, incluso con la transmisión en sí teniendo tales economías. Por lo tanto, se concluye que los precios marginales proveen ingresos suficientes para los negocios combinados.

En el nuevo contexto, el uso de los sistemas de transmisión presentan diferencias significativas, tanto en términos de entrega de recursos de generación como en la reunión de los servicios demandados por el cliente; y a causa de este entorno competitivo es necesario establecer nuevos métodos para su planificación.

El planeamiento de los sistemas de transmisión es un problema de gran escala, complejo debido a los varios factores que deben ser considerados :

Las características técnicas y económicas de la transmisión de energía eléctrica.

- Incertidumbre en el desempeño de los sistemas de transmisión.
- Enlace con el planeamiento de los sistemas de generación.

Tradicionalmente, los planificadores de sistemas eléctricos de potencia han simplificado el problema, desacoplando el planeamiento de transmisión del planeamiento de generación, la lógica detrás de éste hecho, es que las inversiones en transmisión son usualmente una menor parte del negocio total y además, algunas líneas de transmisión pueden ser asociadas a las inversiones específicas de generación. No obstante, es claro que el desacoplamiento es una simplificación que ha sido usado como una forma de hacer frente a las complejidades del problema integral.

En el nuevo entorno, las regulaciones eléctricas en el Perú dejan el desarrollo de los sistemas de generación o transmisión al mercado y las inversiones privadas, pero provee un plan indicativo desde el punto de vista social. En la práctica, el organismo regulador solamente provee los planes indicativos para las inversiones de generación considerando a las líneas mayores, por las mismas razones que los planificadores han desacoplado ambos problemas de planeamiento.

Sin embargo, el desafío en un sistema desregulado para los propósitos de fijación de precios, es determinar los sistemas de transmisión adaptados a partir de la existencia de un plan indicativo de generación previamente determinado.

1.4 Confiabilidad en el Nuevo Entorno de las Empresas Eléctricas.

Uno de los principales objetivos en el nuevo entorno del sector eléctrico es que la desregulación permita a los consumidores tener un precio competitivo por el servicio que recibe así como seleccionar su proveedor basado en dichos precios y la confiabilidad.

Desde la perspectiva de una empresa de transmisión eléctrica, se debe considerar adicionalmente que el acceso abierto para el uso de la red, exige una extensión del análisis tradicional para evaluar la capacidad de transmisión.

Dado estos cambios significativos de política, el sector eléctrico requiere del establecimiento de nuevos criterios para realizar un adecuado planeamiento, donde nuevas consideraciones de ingeniería sobre el acceso a la transmisión y sus riesgos puedan ser explícitamente tratados. Específicamente, la probabilidad de ocurrencia para los peores escenarios posibles deben ser reconocidos en el análisis y los niveles de riesgo aceptables incorporados en los procesos de toma de decisiones. Las incertidumbres tradicionales asociados con el crecimiento de la carga y la disponibilidad de equipos se verán incrementados por un conjunto de conceptos tales como incertidumbres asociadas a la desregulación, transporte, acceso a la transmisión y la desintegración de un sistema funcional total en unidades de negocio competitivos.

En la actualidad, los centros de control de las empresas usan las metodologías de despacho económico para minimizar el costo de operación

del sistema total. Sin embargo debido a la separación de la programación de generación y del control del sistema de transmisión, el método puede llegar a ser no aplicable, dado que por un lado se pueden tomar decisiones de despacho con poca relación a su impacto sobre la red y por otro lado cuando el operador del sistema de transmisión interviene para prevenir la sobrecarga del sistema de transmisión puede dificultar el uso óptimo del sistema de transmisión.

En un entorno competitivo, es extremadamente improbable que muchos clientes tengan una real apreciación de aquellos aspectos que afectarán la confiabilidad del suministro, dado que : “Un sistema de transmisión eléctrica no es un sistema de transporte convencional en el cual un producto es despachado desde un origen hacia un punto de recepción. Un sistema de transmisión es un sistema total de energía donde la generación y el consumo deben permanecer continua e instantáneamente en equilibrio. Un cliente no puede comprar una unidad particular de energía desde una unidad específica de generación, dado que el sistema eléctrico es un sistema total de energía donde los flujos de potencia están dictados por leyes de la física y responden instantánea y automáticamente a los cambios en las condiciones de la red siguiendo los caminos de menor impedancia. Por lo tanto, una transacción impuesta sobre la red de transmisión existente, debido al requerimiento de las empresas usuarias, cambiará los perfiles de voltaje, las pérdidas de transmisión y afectará los niveles de confiabilidad de los puntos individuales de carga” (Referencia [5]).

En el caso de los servicios eléctricos, en general, los factores claves con relación a la lealtad de los clientes, son el precio, confiabilidad, calidad de energía y calidad de atención. Los clientes establecen que la confiabilidad es muy importante, sin embargo un incremento de confiabilidad no garantiza la lealtad del cliente, pero su disminución puede llegar a ser desastroso.

Un gran porcentaje de cortes de energía que los consumidores experimentan se deben a fallas en los sistemas de distribución y este tipo de eventos no variará por la desintegración de una empresa verticalmente integrada en zonas funcionales que envuelven a diferentes empresas, por lo tanto parece obvio que no se llegará a mejorar la confiabilidad en relación a los clientes finales y en lugar de ello hay un considerable potencial, para disminuir seriamente los niveles de confiabilidad, a menos que las empresas realicen las inversiones requeridas o los usuarios se encuentren dispuestos a asumir los costos.

La evaluación de la confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia requiere de una gran cantidad de datos registrados bajo definiciones estrictas. La necesidad de datos aceptables no se reduce en este nuevo entorno, más al contrario, es muy probable que se vea incrementado, dado que será mucho más difícil obtener datos aceptables de las compañías generadoras, transmisoras y distribuidoras debido al entorno competitivo, en el cual ellos perciben que la información forma parte de su visión competitiva.

Sin un dato comprensivo en las zonas funcionales de generación, transmisión y distribución no se tendrá la capacidad de predecir la confiabilidad y sostener una función razonable de planeamiento. Esto es obviamente una consecuencia real.

Por lo tanto, en un entorno completamente competitivo, no habrá un planeamiento integrado y el mercado deberá proveer suficiente capacidad para el manejo de precios adecuados, en el límite cada empresa de distribución debe ser responsable de asegurar que la energía se encuentre disponible para sus clientes, mientras que las empresas de transmisión deben ser responsables de asegurar un adecuado sistema de transmisión para transportar la energía a las empresas de distribución, en ambos casos cumpliendo con los requerimientos de calidad del servicio eléctrico, exigidos por el cliente y los organismos reguladores.

Se puede concluir, entonces que la desregulación del sector eléctrico en el Perú, caracterizado por leyes, normas, instituciones así como mercados eléctricos, plantea un entorno con nuevos requerimientos en relación al planeamiento de los sistemas eléctricos y los estudios de confiabilidad, dado que cada empresa debe ser ahora responsable de asegurar un suministro oportuno y confiable, a precios competitivos.

1.5 Objetivos de la Tesis.

Los objetivos del presente trabajo son

- 1) Establecer un marco conceptual para integrar los diferentes conceptos y perspectivas relacionado con los estudios de confiabilidad.
- 2) Desarrollar el método de enumeración de contingencias, una técnica analítica que permite evaluar la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, orientando su aplicación a los Sistemas de Transmisión Eléctrica.
- 3) Implementar un modelo computacional considerando las principales herramientas utilizadas en los programas de evaluación de confiabilidad.
- 4) Realizar la validación del método implementado y desarrollar diferentes casos de estudio para observar su aplicación.
- 5) Desarrollar una aplicación real considerando el sistema de transmisión ETEDEL, modelado a partir del Sistema Interconectado Centro Norte y la red eléctrica de la empresa EDELNOR.

1.6 Alcance de la Tesis.

El presente trabajo está orientado principalmente a la evaluación de la confiabilidad de los Sistemas de Transmisión Eléctrica, considerando su extensión hasta los puntos de transferencia de carga a niveles de tensión de 10 kV, sin considerar la confiabilidad de componentes de subestaciones y del sistema de protección.

Los efectos de las salidas denominadas de “causa común” no serán tomados en cuenta y adicionalmente las barras de generación serán considerados como totalmente confiables.

Por otro lado, tampoco se contemplan características adicionales tales como la distribución probabilística de las cargas o los efectos de condiciones climáticas.

1.7 Metodología de Investigación.

La metodología de investigación utilizada para el presente trabajo, cubre los siguientes aspectos principales :

- Recopilación y revisión de información bibliográfica referida a la confiabilidad de los sistemas eléctricos.
- Desarrollo de la estructura del método de enumeración de contingencias. Implementación del modelo de minimización del corte de carga para simular las acciones correctivas adoptadas frente a una contingencia en el sistema eléctrico.
- Desarrollo del programa de evaluación de la confiabilidad de sistemas de transmisión eléctrica TRANSREL.
- Modelamiento del sistema de transmisión ETEDEL.
- Validación de la metodología propuesta y uso del Programa TRANSREL.

CAPITULO II ASPECTOS GENERALES DE LA CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

2.1 Marco Conceptual para los Estudios de Confiabilidad.

Para integrar las diferentes perspectivas y conceptos que se dan en relación a la confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia, es necesario establecer un marco conceptual adecuado que permita guiar los criterios bajo los cuales se debe considerar cada una de las variables incidentes en la confiabilidad global del sistema eléctrico.

2.1.1 Estados de un sistema eléctrico de potencia.

Un sistema eléctrico de potencia puede ser considerado como un conjunto de componentes o equipos convenientemente interrelacionados para proveer un servicio eléctrico de manera confiable y con el más bajo costo operativo posible.

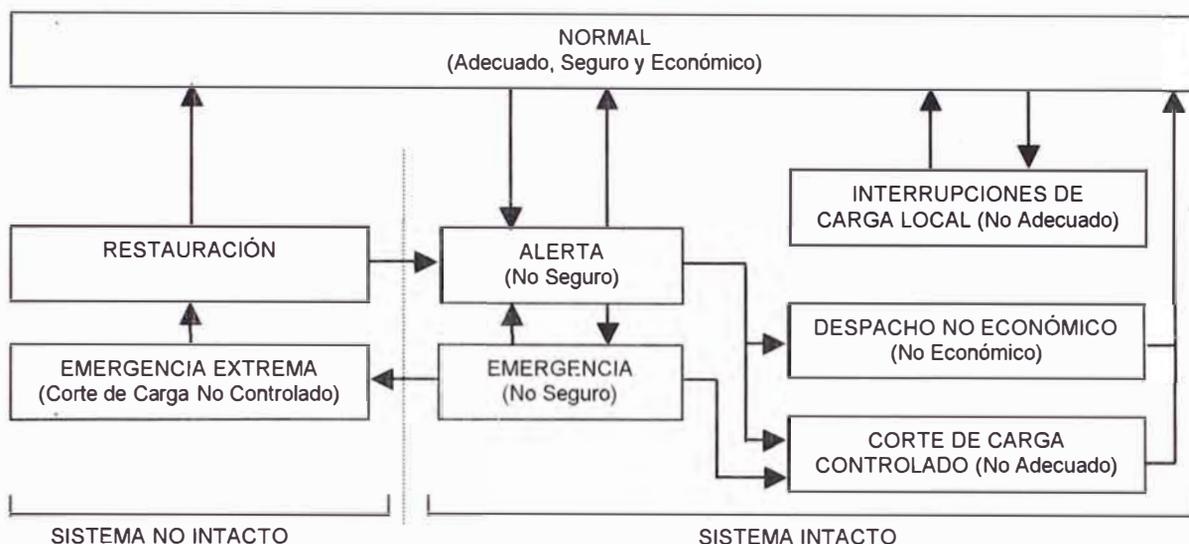
Dado que los componentes pueden pasar por diferentes estados individuales, debido a contingencias (disturbios, eventos) o acciones en el sistema, estos estados individuales de los componentes o de alguna agrupación de componentes determinan el "estado del sistema".

Se debe considerar que los sistemas eléctricos son planificados y proyectados para operar eficientemente bajo condiciones normales, pero es factible que una coincidencia de contingencias y/o fallas en los componentes

produzcan requerimientos mayores a las que fueron previstas dentro de los límites económicos disponibles y a los que se establecieron en el planeamiento del sistema eléctrico. Por lo tanto, en caso de pérdidas de equipamiento será necesario encontrar un nuevo punto de equilibrio para el flujo de energía, adoptando para ello las acciones correctivas necesarias.

Las condiciones de un Sistema Eléctrico de Potencia pueden ser descritas por cinco estados operativos : Normal, Alerta, Emergencia, Emergencia extrema y de Restauración, los cuales son esquematizados en la Figura 2.1 (tomado de la Referencia [2]), adicionalmente se ha considerado las acciones correctivas que se adoptan en los estados de alerta o emergencia para evitar el estado de emergencia extrema, estas acciones correctivas incluyen el despacho no económico y corte de carga controlada (en contraste al corte de carga no controlado que ocurre en el estado de emergencia extrema), se incluye también un estado para identificar el corte de carga local debido a las salidas de distribución.

FIGURA 2.1 : ESTADOS OPERATIVOS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO



La operación de un sistema eléctrico de potencia está gobernada por tres conjuntos de ecuaciones genéricas, un diferencial y dos algebraicas. El conjunto de ecuaciones diferenciales describen las leyes físicas que rigen el comportamiento dinámico de los componentes del sistema. Los dos conjuntos algebraicos comprenden las restricciones de igualdades, refiriéndose al balance entre la carga y la generación total del sistema y las restricciones de desigualdades, las cuales indican que algunas variables del sistema (por ejemplo corrientes y tensiones) no deben exceder determinados niveles máximos que representan las limitaciones de los equipos físicos.

Por lo tanto, los estados operativos pueden ser definidos en relación a estos conjuntos de ecuaciones genéricas, tal como se muestra en la siguiente Tabla (Referencia [11]).

TABLA 2.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS ESTADOS OPERATIVOS

ESTADO OPERATIVO	CARACTERÍSTICAS
Estado Normal	Todas las restricciones son satisfechas, indicando que la generación es adecuada para atender a la demanda de carga y ningún equipo está sobrecargado. Existe reserva suficiente para propiciar un nivel adecuado de seguridad.
Estado de Alerta	En caso de que un nivel de seguridad caiga debajo de un determinado límite o se incremente la probabilidad de disturbio, un sistema entra en estado de alerta. Aquí todas las restricciones aún son satisfechas pero las reservas no impedirán la violación de algunas restricciones (sobrecargas, por ejemplo). Acciones preventivas deben ser desencadenadas para llevar el sistema de vuelta a su estado normal.
Estado de Emergencia	En caso de ocurrir un disturbio suficientemente severo antes de las acciones preventivas citadas anteriormente, un sistema pasará a un estado de emergencia. Aquí las restricciones de desigualdad no son satisfechas y el nivel de seguridad para el sistema será prácticamente inexistente. Las medidas de emergencia serán puestas en práctica de modo que el sistema pueda regresar por lo menos al estado de alerta.
Estado de Condiciones Extremas	Si las medidas de emergencia fueran insuficientes o no tomadas a tiempo, el disturbio inicial (u otro subsiguiente) pueden forzar demasiado al sistema y por lo tanto este puede desintegrarse. En este estado, las restricciones tanto de igualdad como de desigualdad no son satisfechas y el sistema no permanece intacto, apenas porciones del mismo estarán a salvo. Una estrategia aquí consiste en salvar lo que sea posible del colapso, protegiendo la vida de los equipos.
Estado de Restauración	En caso de que el colapso haya sido detenido y si se tiene algún equipo remanente en operación o retornando a la operación, un sistema podrá entrar a un estado de restauración con acciones de control dirigidas a reconectar la carga perdida y recomponer el sistema.

2.1.2 Definiciones principales.

Para establecer una base de discusión adecuada, es necesario comprender los principales términos empleados en los estudios de confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia. Sin embargo, se ha observado que diversos autores, organismos internacionales y códigos de red de diversos países establecen diferentes definiciones (Referencia [15]).

Una forma de representar los aspectos comprometidos con la confiabilidad, consiste en asumir una definición inicialmente genérica que agrupe a los conceptos de seguridad y suficiencia como aspectos que formen parte de esta. Si a esta estructura inicial se adiciona el concepto de calidad, se puede establecer un marco conceptual para la confiabilidad.

- **Confiabilidad** : Es la probabilidad de que el funcionamiento del sistema sea satisfactorio o es la habilidad del sistema para desempeñar sus funciones prefijadas por un periodo de tiempo establecido y bajo ciertas condiciones operativas. La confiabilidad de un sistema eléctrico, de acuerdo con NERC Planning Standards de EEUU – 1999, puede ser suscrita a la consideración de dos elementos básicos : suficiencia y seguridad.

- **Suficiencia** : Es la habilidad de un sistema para satisfacer la demanda agregada y los requerimientos de energía de los consumidores en todo instante, considerando la salida programada y no programada de componentes así como los límites de voltaje.

- **Seguridad** : Habilidad del sistema para contrarrestar o soportar las contingencias inminentes (repentinos - dinámicos), tales como cortocircuitos o pérdida no planificada de algunos componentes del sistema.

- **Calidad** : Es el conjunto de propiedades y características de los servicios eléctricos que le confieren el hecho de satisfacer los requerimientos de los clientes o la conformidad con los niveles mínimos establecidos.

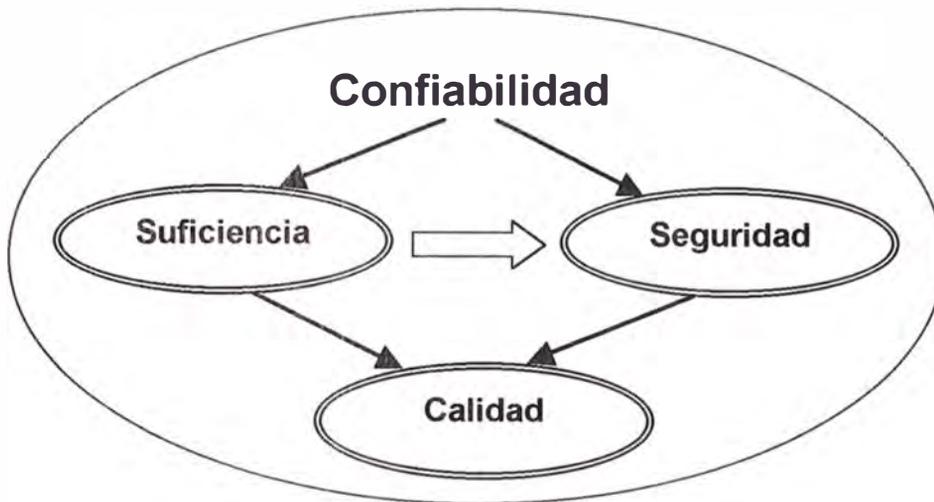
Por lo tanto, en un sistema eléctrico de potencia, la calidad, suficiencia y seguridad (Quality, Adequacy and Security) son los factores que en su conjunto conforman la confiabilidad global del sistema y pueden ser relacionados dentro del marco conceptual representado en la Figura 2.2 (Referencia [15]).

La seguridad debe ser entendida como un factor dinámico, que viene a reflejar la respuesta que tiene el sistema ante una determinada contingencia; en cambio la suficiencia refleja la existencia de instalaciones adecuadas para entregar el suministro eléctrico en todo instante, de ahí que sea considerado como un factor más bien estático, el cual pertenece a la mayoría de los estudios tanto probabilísticos como determinísticos que existen en relación a la confiabilidad.

Por otra parte, y debido al carácter dinámico que se asocia a la seguridad, su análisis se hace algo más complejo. Esto lleva a que el establecimiento de herramientas para su evaluación sea aún tema de estudio, dado principalmente por la simulación y estudio de la respuesta del sistema ante determinadas condiciones y contingencias.

De acuerdo al marco regulador de los sistemas eléctricos de potencia, cuando se incorpora el concepto de calidad, aspectos como la continuidad de suministro y la calidad del producto, se consideran como parte de la confiabilidad.

FIGURA 2.2 : DIAGRAMA DE UN MARCO CONCEPTUAL PARA LA CONFIABILIDAD



Según el esquema presentado, la suficiencia y seguridad del sistema son las variables que determinan tanto la confiabilidad global como la calidad del servicio ofrecido. Adicionalmente, la seguridad queda determinado por la suficiencia del sistema, hecho que se fundamenta por su inclusión en la expansión del sistema. A su vez la calidad se puede separar en tres aspectos : comercial, técnica y continuidad.

Todos estos conceptos no son excluyentes entre sí, sino mas bien se debe entender la complementariedad de la seguridad y suficiencia para con la confiabilidad y la misma determinación de estos dos aspectos en la calidad final, planteándose entonces una estructura jerárquica.

Por lo tanto, la confiabilidad se puede considerar como el término que de modo general refleja la robustez del sistema, considerando la respuesta frente a contingencias, la continuidad del suministro y la calidad del servicio.

2.1.3 Procesos de degradación en el funcionamiento de un sistema eléctrico de potencia.

Los procesos de degradación que comprometen el funcionamiento de un sistema eléctrico son extremadamente variados, pero en función a su relación con las perturbaciones, pueden ser esquematizados en los siguientes cuatro tipos (Referencia [11])

- a) Sobrecarga en la red o las interconexiones.
- b) Insuficiencia en la producción de energía reactiva.
- c) Insuficiencia en la producción de energía activa.
- d) Fenómeno de Inestabilidad (estática o dinámica).

Y los efectos que les son asociados, de manera general, son los siguientes :

- a) Desligamiento en cascada de todo o parte de la red de transmisión de energía eléctrica.
- b) Degradación de la tensión.
- c) Degradación de la frecuencia.
- d) Pérdida de sincronismo entre regiones.

Es necesario señalar que estas perturbaciones y por consiguiente sus efectos no son totalmente independientes unos de otros. Así por ejemplo, si se produce un corte de energía puede ocurrir desligamientos por sobrecargas en ciertas líneas de enlace; si la carga aumenta de manera significativa puede ocasionar variaciones de tensión apreciables y una modificación radical de la configuración de la red puede llevar a la pérdida de sincronismo en regiones importantes de la red.

2.1.4 Definición de falla del sistema.

Para establecer los índices de confiabilidad de manera conveniente, es necesario antes, definir los criterios básicos de “falla del sistema”. Existen diferentes alternativas, pero de una manera amplia se pueden definir los siguientes

- Pérdida o corte de carga en las barras.
- Corte de carga debido a la sobrecarga en los componentes del sistema.

Niveles de voltaje en barra fuera del rango permitido.

- Exceso en los límites de transferencia.
- Aislamiento de las barras de carga.
- Colapso del sistema.

Se debe tener presente que ante la ocurrencia de un problema en el sistema, éste puede ser considerado directamente como una falla, sin embargo, en muchos casos el problema puede ser eliminado al adoptar una acción correctiva apropiada.

2.1.5 Índices de confiabilidad.

Después de definir los criterios correspondientes a la “falla del sistema” e identificar específicamente las condiciones de interés para un estudio, hay varias mediciones estadísticas que pueden ser usados, con el fin de proveer índices para estas condiciones.

Los índices básicos requeridos para la evaluación de la confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia son agrupados en dos categorías que se

complementan

- Índices punto-carga o índices de barra; y
- Índices globales del sistema.

Los índices básicos de confiabilidad en las barras son : la probabilidad de falla, la frecuencia de falla y la duración promedio de falla. Estos parámetros pueden ser usados como índices primarios y dependiendo de la técnica de solución empleada, se pueden obtener parámetros adicionales. Por otro lado, también se pueden obtener índices que muestren la severidad de los incidentes (principalmente por medición de la cantidad de carga o energía cortada durante las contingencias).

Ejemplo :

- Corte de carga esperada por año.
- Energía no suministrada por año.
- Promedio de energía no suministrada por corte.

Los índices individuales de las barras pueden ser agregados para producir un amplio rango de índices del sistema. Los índices de severidad global principalmente miden la extensión geográfica de los efectos de una contingencia.

Ejemplo :

- Índice de Interrupción del sistema (El corte de carga total esperado en el sistema por año, dividido por la carga total del sistema)
- Índice de corte de energía del sistema (El valor esperado de la energía total anual no suministrado por el sistema, dividido por la carga total del sistema)

Por otro lado, se debe considerar también que los índices de confiabilidad requeridos para las tareas de planeamiento, pueden ser usados en un sentido relativo o absoluto; por ejemplo si la tarea es medir la confiabilidad del desempeño de un sistema de acuerdo a un criterio establecido con el propósito de “aprobar” o “rechazar” un diseño o plan, entonces se requiere utilizar el valor absoluto de los índices considerados, este también será el caso, cuando se requiera calcular el costo total de interrupciones. De otro modo, las comparaciones de alternativas pueden estar basados sobre valores relativos de índices, siendo posible de ésta forma calcular los costos incrementales de interrupciones y realizar estudios de optimización en confiabilidad.

2.2 Relación de la Confiabilidad con el Planeamiento de los Sistemas

Eléctricos.

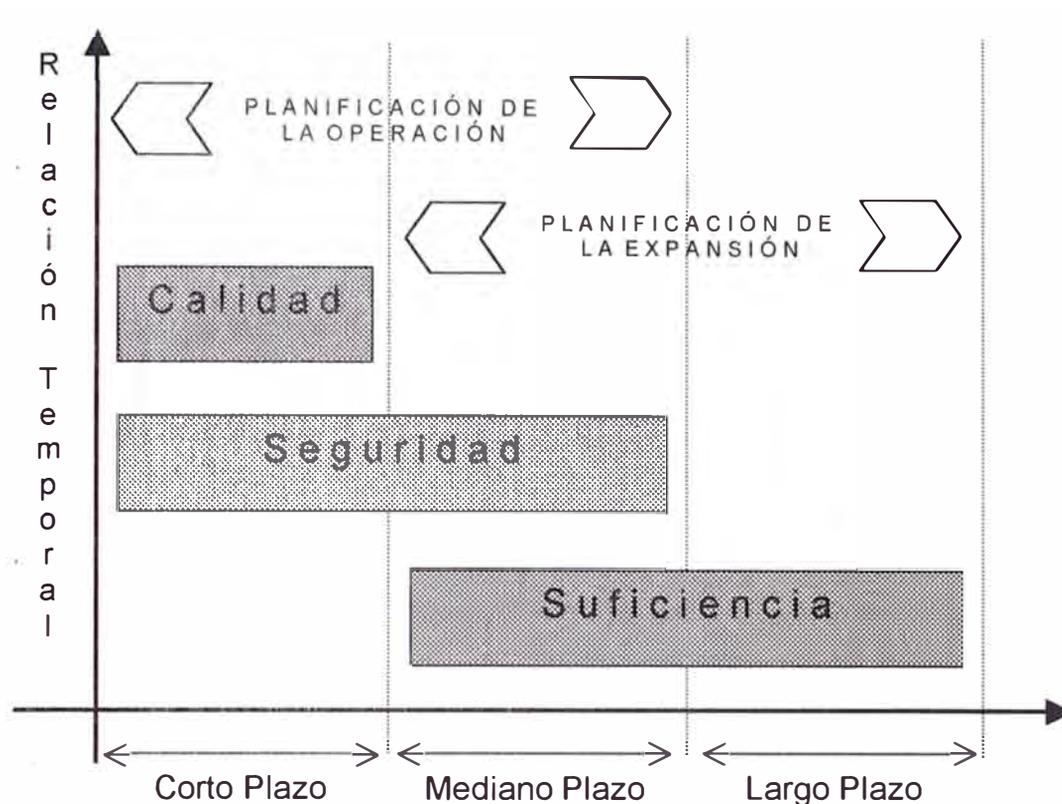
Como se ha visto anteriormente, los aspectos de calidad, suficiencia y seguridad conforman la confiabilidad global del sistema, bajo el cual se pueden tratar todas las variables que caracterizan un adecuado funcionamiento del sistema eléctrico. La relación de estos aspectos con el horizonte temporal es resumido en la Figura 2.3.

· La planificación de la expansión del sistema eléctrico se extiende desde el mediano al largo plazo, por su relación con el desarrollo de proyectos considerando el crecimiento de demanda y desarrollo del sistema, principalmente del sistema de transmisión. Este tipo de planificación, es un factor que resulta trascendental en cuanto a la confiabilidad del sistema dado

que el tener una adecuada seguridad, calidad y suficiencia, supone mantener ciertos niveles de eficiencia, lo cual implica numerosos aspectos en cuanto a la planificación del sistema, específicamente en cuanto a las inversiones, en la búsqueda del abastecimiento al mínimo costo con aceptables niveles de confiabilidad.

La planificación de la operación puede considerar un horizonte que va desde el mediano plazo a la operación horaria en el corto plazo. Otras etapas importantes respecto a ésta, son la programación semanal, la operación en tiempo real y el redespacho. Las variables técnicas que se deben manejar en la operación diaria, como por ejemplo el control de los niveles de tensión a través de la administración de potencia reactiva, la regulación de frecuencia o regulación primaria a través del seguimiento de carga, la disposición de unidades de regulación, mantenimiento de niveles de reservas y otros, como la restauración del suministro y el diseño de esquemas de desprendimiento de carga. Estos servicios resultan fundamentales para entregar el suministro con niveles de seguridad y calidad aceptables, y en la actualidad son tratados como Servicios Complementarios (Ancillary Services). Para apreciar una forma de integrar este tipo de servicios dentro del marco conceptual definido anteriormente, se recomienda revisar la Referencia [15].

FIGURA 2.3 : RELACIÓN DE LA CALIDAD, SUFICIENCIA Y SEGURIDAD CON EL CORTO, MEDIANO Y LARGO PLAZO.



La suficiencia como parte esencial del diseño y expansión del sistema, es considerada como un objetivo asociado al planeamiento del sistema a largo plazo, por lo tanto determina las condiciones en las cuales operará el sistema y establece los niveles de seguridad y calidad existentes en la red. La suficiencia está relacionado específicamente con los márgenes de reserva y la capacidad de los distintos elementos del sistema.

Si bien la seguridad es un aspecto relacionado de manera importante con la operación del sistema eléctrico, se debe tener presente también que es un logro u objetivo del proceso de planeamiento, dado que en esa etapa se determina la incorporación de ciertos criterios de seguridad al diseño del sistema.

El nivel de seguridad de un sistema es determinado por las relaciones entre sus márgenes de reserva (margen de reserva entre los flujos de carga en las líneas y las correspondientes capacidades de transporte de estas) por un lado y por la probabilidad de contingencia por otro lado.

Por lo tanto, la seguridad en el corto y mediano plazo, se determina por las condiciones tanto estáticas como dinámicas y se establece en gran medida por la existencia de los servicios complementarios así como por la aplicación de condiciones de suficiencia al diseño.

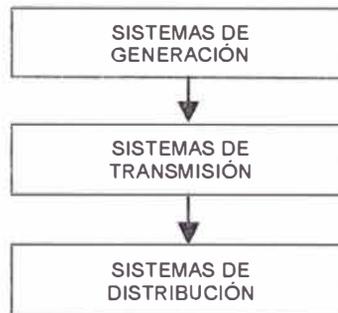
Un sistema construido para ser confiable evidenciará un grado razonable de seguridad la mayor parte del tiempo y en consecuencia establecerá las condiciones para brindar una adecuada calidad en el servicio eléctrico, principalmente en relación a la calidad del producto y suministro.

2.3 Análisis de la Confiabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia.

2.3.1 Niveles jerárquicos básicos.

Un sistema eléctrico de potencia puede ser segmentado en zonas funcionales de generación, transmisión y distribución, tal como se muestra en la Figura 2.4. Esta división es apropiado, dado que muchas empresas se encuentran comprendidos en estas zonas (Referencia [8]).

FIGURA 2.4 : ZONAS FUNCIONALES BÁSICAS EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.



Las zonas funcionales, mostrados en la Figura 2.4, pueden ser combinados para dar los niveles jerárquicos mostrados en la Figura 2.5, a partir del cual se puede realizar un análisis ordenado, en cuanto a la confiabilidad del sistema.

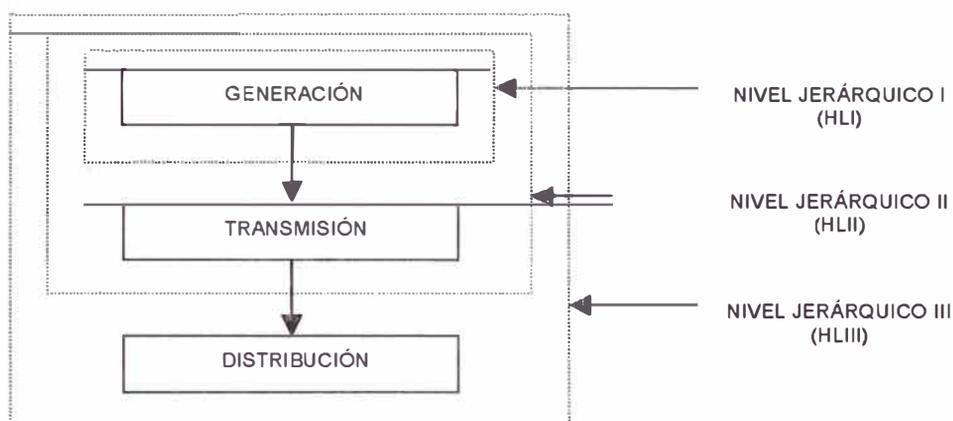
El Nivel Jerárquico I (HLI) comprende solamente al sistema de generación, el Nivel Jerárquico II (HLII) incluye la generación y transmisión, finalmente el Nivel Jerárquico III (HLIII) incluye las tres zonas funcionales.

Los estudios del Nivel Jerárquico III usualmente no son realizados directamente debido principalmente a la complejidad del problema en un sistema práctico. Estos análisis son usualmente realizados solamente en la zona funcional de distribución en el cual los puntos de ingreso pueden ser considerados como totalmente confiables.

A menudo se realizan estudios en las zonas funcionales, sin considerar los niveles jerárquicos sobre ellos; estos estudios son realizados generalmente sobre un subconjunto del sistema en orden de examinar una configuración particular o algún cambio topológico y frecuentemente

comprenden las zonas funcionales de los sistemas de distribución o sub-transmisión a causa de que éstas áreas son los menos afectados por la ubicación actual de los sistemas de generación.

FIGURA 2.5 : NIVELES JERÁRQUICOS BÁSICOS EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.



2.3.2 Estudios para la evaluación de la confiabilidad según los niveles jerárquicos.

- **Estudios HLI :** En este tipo de estudios, se determina la suficiencia del sistema de generación total al conocer el requerimiento total de carga del sistema. Esta actividad se denomina generalmente “evaluación de la confiabilidad de la capacidad de generación” En este tipo de estudios no se considera al sistema de transmisión y su habilidad para transportar la energía generada hacia el consumidor. El principal objetivo es estimar la capacidad de generación requerida para satisfacer la demanda y tener la

capacidad suficiente para realizar un mantenimiento preventivo y correctivo sobre los componentes del sistema de generación. Los dos elementos básicos son la capacidad instalada propuesta y la carga pronosticada.

- **Estudios HLII** : En este caso, el modelo simple de generación-carga es extendido para incluir el sistema de transmisión. El análisis de suficiencia en este nivel es usualmente denominado “evaluación de la confiabilidad de un sistema compuesto generación – transmisión”.

Los índices HLII pueden ser usados para evaluar la confiabilidad de un sistema propuesto o existente incluyendo el impacto de varios reforzamientos alternativos en generación o transmisión.

- **Estudios HLIII** : El problema total de la evaluación HLIII puede llegar a ser muy complejo en muchos sistemas porque este nivel envuelve las tres zonas funcionales iniciando en los puntos de generación y terminando en los puntos individuales de los punto de carga del cliente. Por esta razón, la zona funcional de distribución es usualmente analizado como una entidad separada.

Los índices de confiabilidad calculados en cada nivel jerárquico son físicamente diferentes

a) Los índices que son calculados en HLI son una medida de la habilidad de la generación para satisfacer los requerimientos de carga del sistema y no tienen relación directa con un cliente en particular.

- b) Los índices calculados en HLII son una medida de la habilidad del sistema para satisfacer los requerimientos individuales de carga en los punto de mayor carga. Ellos extienden los índices HLI por inclusión de la habilidad para conducir la energía generada a través del sistema de transmisión.
- c) Los índices de confiabilidad de cada cliente individual son reflejados en los índices de HLIII. En muchos sistemas la no confiabilidad de un punto de carga individual es causado principalmente por el sistema de distribución.

Por lo tanto los índices de confiabilidad HLII generalmente tienen menor efecto sobre los índices de puntos de carga individuales. Sin embargo los índices HLI y HLII son muy importantes, porque las fallas en estas zonas afectan grandes secciones del sistema y pueden tener un amplio efecto y quizás consecuencias catastróficas. Las fallas en los sistemas de distribución, aunque mucho más frecuentes, tienen efectos mas localizados.

2.4 Requerimientos Generales para los Estudios de Confiabilidad.

Para realizar estudios de confiabilidad, se requiere disponer de : un método de estudio, los criterios de falla, los modelos, medios para la selección/evaluación de los estados del sistema, medios para establecer las acciones correctivas en el sistema y métodos para la evaluación de índices. Todos estos elementos, pueden ser considerados como las principales “herramientas” que permitirán llevar a cabo un estudio de confiabilidad, tal como se detalla en la Tabla 2.2 (Referencia [29]).

TABLA 2.2 : HERRAMIENTAS DE UN PROGRAMA DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS COMPUESTOS

HERRAMIENTA	TIPOS
Método	<ul style="list-style-type: none"> - Analítico - Simulación (Monte Carlo)
Criterios de Falla	<ul style="list-style-type: none"> - Pérdida de carga - Sobrecarga en líneas - Voltajes en barra - Límites de transferencia - Aislamiento - Colapso del sistema
Modelos	<ul style="list-style-type: none"> - Generación equivalente - Transmisión equivalente - Salidas forzadas de componentes - Salidas planificadas de componentes - Salidas primarias y secundarias - Salidas de modo común - Fallas del equipamiento de la subestación - Fallas del sistema de protección - Modelos de falla de la unidades de generación - Condiciones Meteorológicas - Carga - correlacionada / secuencia de periodos máximos - Energía - Mantenimiento - Incertidumbre del pronóstico de carga - Incertidumbre de los datos ingresados
Selección de estados (Método Analítico)	Contingencias <ul style="list-style-type: none"> - solamente diseño / incluyendo extremos - líneas - generadores - combinaciones de líneas + generadores - secciones de barras
Evaluación del Estado	<ul style="list-style-type: none"> - Flujo de carga ac/dc - Despacho económico
Acciones correctivas	<ul style="list-style-type: none"> - Ajuste de generación - Ajuste de los phase shifter - Ajuste del Voltaje - VAR - Seccionamiento - Aislamiento planificado - Rechazo o corte de carga
Índices	<ul style="list-style-type: none"> - Sistema - Barra - Componente fallado - Frecuencia y duración - Probabilidad de exceder los límites de transferencia - Energía no servida - Número de clientes afectados - Índices estacionales - Costos de servicio - Costos incrementales de pérdidas en línea - Costos incrementales de combustibles

2.5 Consideraciones para el Modelamiento del Sistema Eléctrico en los Estudios de Confiabilidad.

La meta en el modelamiento de un sistema eléctrico de potencia es representar todos los factores relevantes en una forma exacta y computacionalmente manejable. Una lista de los modelos que pueden ser requeridos en las evaluaciones de la confiabilidad de los sistemas de potencia, son dados en la Tabla 2.2. Sin embargo, condiciones prácticas pueden forzarnos a omitir algunos de ellos y emplear drásticas simplificaciones en otros. La extensión para el cual las omisiones y simplificaciones son aceptables dependerá de la aplicación.

Ejemplos de modelos que a menudo se omiten son los modelos para evaluar los efectos de fallas en los sistemas de protección, los efectos de modo común y otros eventos de fallas dependientes así como los efectos de las limitaciones de energía. Sin embargo, en algunos estudios el modelamiento del esquema de protección será necesario para incluir las probabilidades de la falla de interruptores a operar o la operación inadvertida de estos. Los efectos de las fallas de modo común son a menudo las mayores contribuciones a los valores calculados de los índices y generalmente no pueden ser despreciados. En sistemas con generación hidro-térmica, las restricciones operacionales tales como el impacto de la falta de combustible y la indisponibilidad de suficiente agua para la unidades puede ser considerado por el uso de los modelos de energía.

Los siguientes son ejemplos de varias simplificaciones realizadas, en los modelos comúnmente utilizados

- Modelos de carga donde las barras de carga son considerados dependientes y se relacionan completamente, produciendo resultados pesimistas.
- Modelos de carga donde se asume que las barras de carga son independientes, produciendo resultados optimistas.
- Modelos de acciones correctivas después de las fallas, los cuales están basados en las técnicas de optimización matemática sin considerar la secuencia de operación actual, a menudo producen resultados optimistas.
- La omisión de la evaluación de la seguridad del sistema produce resultados optimistas.

El grado de sofisticación en el modelamiento de la falla y los procesos de reparación en un sistema eléctrico de potencia han sido grandemente limitados por la cantidad de datos disponibles. Aunque las empresas y los organismos reguladores pueden establecer esquemas de registros para los datos de fallas, la escasez de fallas introducirá cierta incertidumbre en los resultados. Las alternativas para resolver este problema son : fusionar los datos disponibles de componentes similares o idénticos; y adicionalmente implementar bases de datos adecuados para la evaluación de la confiabilidad.

Una de las prácticas frecuentemente usadas en el modelamiento de la confiabilidad es la clasificación y unión de los efectos en diferentes salidas, de acuerdo a su impacto sobre el sistema. En este sentido, el primer aspecto es la selección de un adecuado número de estados para representar

diferentes niveles de salidas. Por ejemplo, las salidas relacionadas a las condiciones meteorológicas pueden ser representadas por un estado para las condiciones mas críticas y otro estado para las condiciones menos críticas; teniendo presente que las condiciones críticas son relativamente raros, pero en esos periodos se incrementan las fallas de los componentes y estos son mucho más severos que aquellos experimentados durante las condiciones meteorológicas promedio.

En orden de mejorar la exactitud de los análisis, el modelamiento de la confiabilidad puede incluir factores tales como la asignación óptima de los voltajes de generación, los taps de los transformadores, la ubicación de la generación de potencia reactiva y la programación óptima de las salidas por mantenimiento. No obstante, en la selección del grado de sofisticación para los modelos usados se debe considerar los requerimientos planteados en el estudio, así como la tendencia final entre la exactitud del modelamiento y la capacidad de computación.

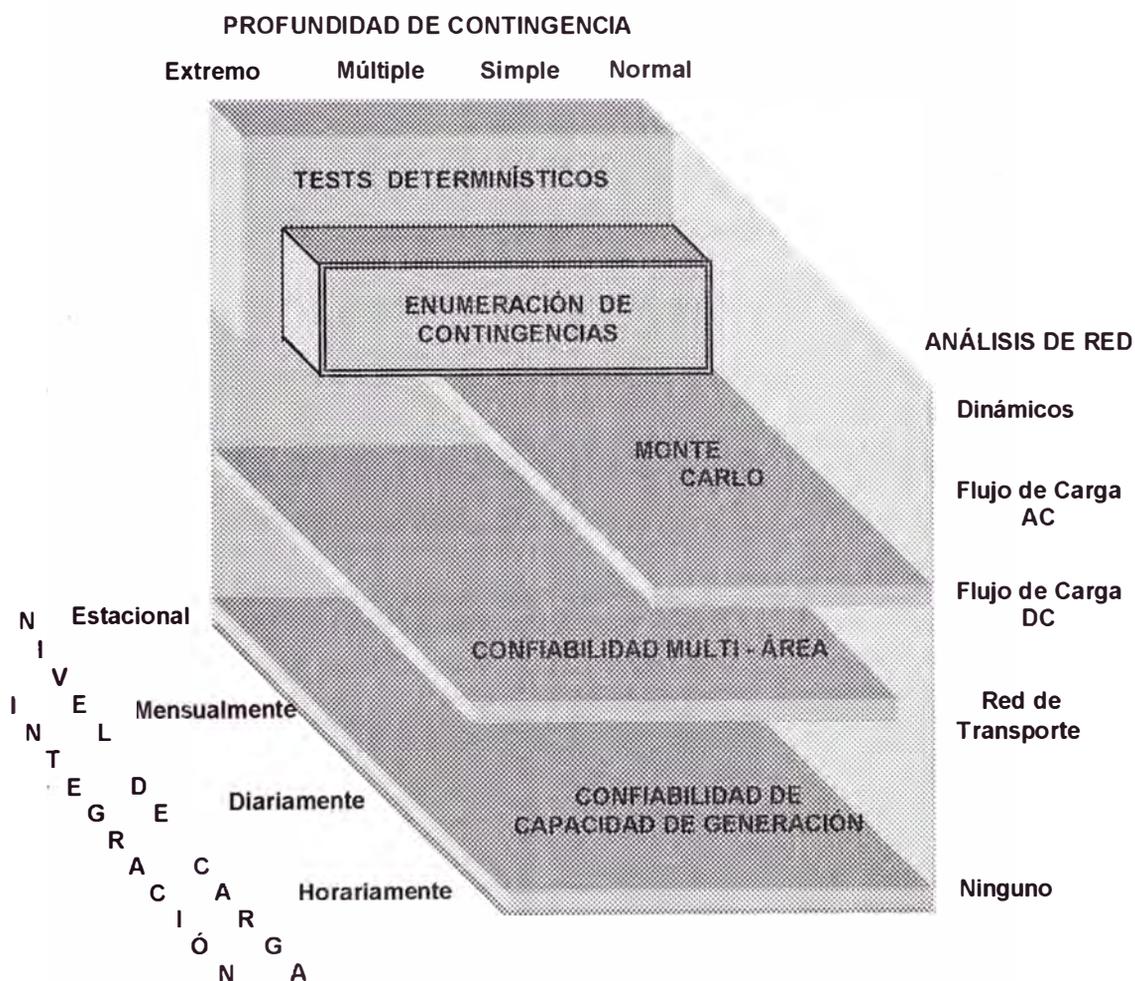
2.6 Métodos para la Evaluación de Confiabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia.

La evaluación de la confiabilidad de un sistema eléctrico puede ser realizado por una variedad de formas, en general, estas técnicas pueden ser clasificadas como un método de simulación Monte Carlo o basado sobre un procedimiento analítico de selección/evaluación de contingencias.

Para el caso de los sistemas de generación – transmisión (denominados sistemas compuestos o sistemas integrados), correspondiente al nivel

jerárquico II; dependiendo del nivel de integración adoptado para la carga, de los métodos de análisis de la red y de la profundidad de contingencia a ser considerados, se pueden establecer las alternativas metodológicas para los programas de confiabilidad, tal como se muestra en la Figura 2.6 (Referencia [4]).

FIGURA 2.6 : ALTERNATIVAS METODOLÓGICAS PARA LA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN - TRANSMISIÓN



El término profundidad de la contingencia está relacionado con el número de elementos que salen fuera de servicio y de manera equivalente puede ser definido como orden del evento. Así, de un estado normal (sin elementos fallados), se puede pasar a una contingencia simple o evento de primer orden (con un elemento fuera de servicio) posteriormente a eventos de segundo, tercer, cuarto orden, etc. (relacionados respectivamente con 2, 3, 4 elementos, etc. fuera de servicio), los cuales pueden ser identificados como una contingencia múltiple y finalmente llegar a una contingencia extrema cuando se tiene un conjunto de elementos fuera de servicio.

En relación a las técnicas para evaluar la confiabilidad de un sistema eléctrico, podemos indicar lo siguiente : Los métodos de simulación de Monte Carlo son generalmente más flexibles cuando se requieren incorporar consideraciones del sistema y condiciones complejas de operación, tales como reglas de operación para las reservas, cronología, incertidumbre de las barras de carga, efectos climatológicos y otros, sin embargo estos métodos requieren una gran inversión en tiempos de computación.

Por otro lado, los métodos de Enumeración de Contingencias implica realizar un análisis de estados en los que se puede encontrar el sistema bajo estudio. Se debe tener presente que los sistemas eléctricos de potencia están formados por un gran número de componentes, los cuales pueden fallar aleatoriamente y para evaluar la confiabilidad del sistema se deberían considerar en principio todas las combinaciones posibles de salidas de los componentes, así en un sistema con "n" componentes independientes y considerando un modelo de dos estados (en servicio y fuera de servicio)

para todos los componentes del sistema, se deben realizar un total de 2^n evaluaciones.

Por lo tanto, se han desarrollado técnicas de aproximación que proveen un nivel aceptable de exactitud sin la necesidad de realizar una exhaustiva evaluación de todos los estados posibles, en muchos casos, las aproximaciones pueden ser aplicadas tanto en la selección de contingencias como en los procedimientos de evaluación para una contingencia. Las aproximaciones para la selección de contingencias dentro del método analítico se basan en las técnicas de corte mínimo, truncado del espacio de estados, aplicación de límites para los índices y/o rutinas de clasificación para los estados.

En este capítulo se han desarrollado los conceptos que son incorporados en los estudios de confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, así mismo se ha planteado los requerimientos generales en cuanto al modelamiento del sistema y las herramientas para realizar un estudio de confiabilidad. Finalmente se ha presentado un esquema que resume las diversas metodologías de evaluación de confiabilidad.

El objetivo del presente trabajo es desarrollar los elementos del método de enumeración de contingencias para evaluar la confiabilidad de los sistemas de transmisión, se ha seleccionado ésta metodología, porque permite obtener niveles aceptables de exactitud sin necesidad de realizar una exhaustiva evaluación de todos los estados posibles del sistema eléctrico, permitiendo una reducción en los tiempos de procesamiento.

CAPITULO III

EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN MEDIANTE EL MÉTODO DE ENUMERACIÓN DE CONTINGENCIAS

Los estudios de confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia, están orientados al problema total de evaluar la habilidad del sistema para suministrar la energía eléctrica en forma adecuada y conveniente a los mayores puntos de carga del sistema.

En este capítulo se presentan los elementos básicos del método de enumeración de contingencias, considerando factores importantes tales como las técnicas de solución de red, filosofías de corte de carga y niveles de contingencias, con el objetivo de establecer **los conceptos que serán utilizados en la implementación de un programa de evaluación de confiabilidad para los sistemas de transmisión**. Se debe tener presente que la base teórica presentada corresponderá a un sistema compuesto de generación-transmisión, esto para mostrar una visión total de los estudios de confiabilidad en el nivel jerárquico II, en el cual se considera inmerso a los sistemas de transmisión.

3.1 Estructura del Método.

La configuración de un sistema de transmisión que enlaza a las unidades de generación con las barras de carga es usual y relativamente complicado y rara vez es posible modelar la configuración usando simples técnicas de reducción serie – paralelo.

La evaluación cuantitativa de la confiabilidad de un sistema compuesto de generación y transmisión puede ser realizado usando un método de enumeración de contingencias.

El procedimiento básico fundamental para enumerar las contingencias en el nivel jerárquico II (HLII), debe comprender las siguientes tres etapas básicas :

- Selección sistemática y evaluación de contingencias
- Clasificación de contingencias de acuerdo a un criterio predeterminado de falla; y
- Compilación de apropiados índices de confiabilidad predeterminados.

En la primera etapa, el número total de contingencias puede ser establecido por el uso de un criterio de corte – fin tales como valores o niveles fijos de frecuencia y probabilidad, truncado del espacio estado, aplicación de límites para los índices, etc.

El número también puede ser reducido usando técnicas de clasificación y/o procedimientos de selección.

En la segunda etapa, la clasificación de la contingencia corresponde a la conclusión obtenida como consecuencia de evaluar los efectos de la

contingencia en el sistema eléctrico, para ello es necesario utilizar técnicas de análisis de red, como el modelo de flujo de red, flujo de carga DC o AC. El uso de un modelo en lugar de otro dependerá de la configuración del sistema y sobre todo de la necesidad de reconocer ciertas condiciones y factores del sistema en el análisis.

Con relación a la tercera etapa, hay un amplio rango de índices posibles los cuales pueden ser calculados en cada punto de carga mayor y para el sistema total. Las Tablas 3.1 y 3.2 proveen un breve lista de índices que se consideran en el presente trabajo (los cálculos necesarios para su determinación son desarrollados en el Anexo D).

Como se muestra en estas tablas, hay varios índices de confiabilidad posibles para los puntos de carga y el sistema, por lo tanto solo será necesario determinar los más apropiados para un estudio en particular.

TABLA 3.1 : ÍNDICES PARA LAS BARRAS DE CARGA

TIPOS DE VALORES	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD	UNIDAD	SIGLA
Valores Básicos	- Probabilidad de Falla - Frecuencia Esperada de Falla - Número Esperado de Violaciones de Voltaje - Número Esperado de Cortes de Carga - Valor Esperado de Corte de Carga - Valor Esperado de Energía No Suministrada - Duración Esperada de Cortes de Carga	Fallas/año MW MWh Horas	Qk Fk ENVVk NLCK ELCK EENSk EDLCK
Valores Máximos	- Corte de Carga Máxima - Energía Cortada Máxima - Duración de Corte de Carga Máxima	MW MWh Horas	MLCK MECK MDLCK
Valores Promedio	- Corte de Carga Promedio - Energía Cortada promedio - Duración de Corte de Carga Promedio	MW/corte MWh/corte Horas/corte	ALCK AENSk ADLCK
Valores por Aislamiento de la Barra	- Número de Cortes Esperado - Valor Esperado de Corte de Carga - Valor Esperado de Energía No Suministrada - Duración Esperada de Cortes de Carga	MW MWh Horas	NLC_1k ELC_1k EENS_1k EDLC_1k

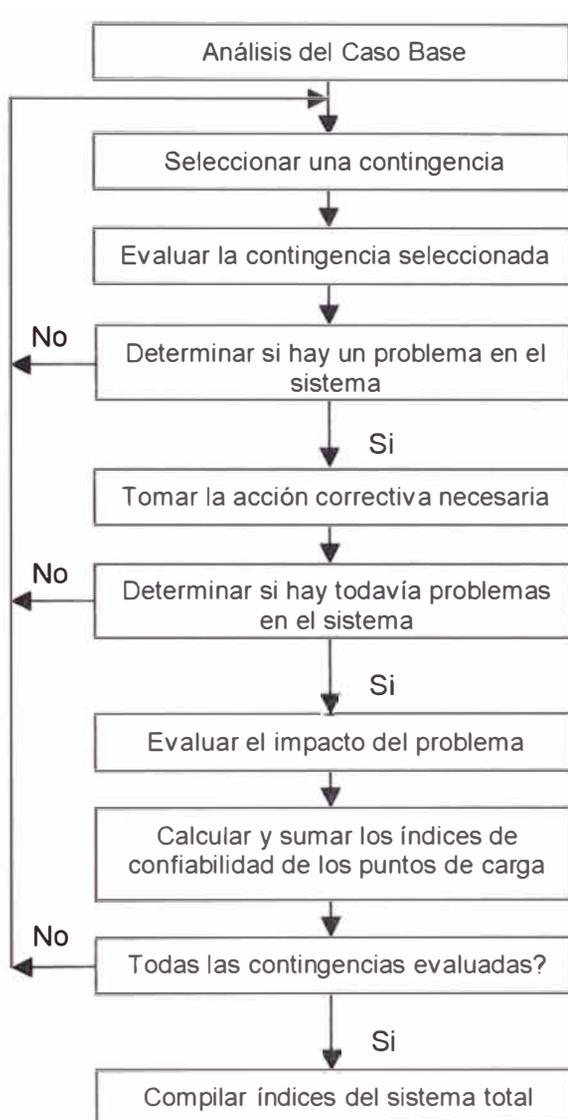
TABLA 3.2 : ÍNDICES DEL SISTEMA

TIPOS DE VALORES	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD	UNIDAD	SIGLA
Valores Básicos	- Índice de Interrupción de Potencia - Corte de Potencia Suministrada Promedio MW / disturbio	MW/MW-año MW/evento	BPII BPSA
	- Índice de Corte de Energía - Índice de Corte de Energía Modificada	MWh/MW-año	BPECI MBPECI
Valores Promedio	- Promedio del Número de Cortes / Punto Carga - Promedio de Corte de Carga / Punto Carga - Promedio de Energía Cortada / Punto Carga - Duración Promedio de Corte de Carga / Punto Carga	MW MWh Horas	ANC_LP ALC_LP AEC_LP ADLC_LP
Valores Máximos	- Máximo Cortes de Carga, bajo alguna condición de contingencia	MW	MSLC
	- Máxima Energía No Suministrada, bajo alguna condición de contingencia.	MWh	MSENS

La identificación utilizada para los índices en las barras de carga y el sistema total, corresponde al establecido en el Anexo D.

Adicionalmente, la estructura básica del método de enumeración de contingencias es mostrado en la Figura 3.1 (Referencia [4]).

FIGURA 3.1 : ESTRUCTURA BÁSICA DEL MÉTODO DE ENUMERACIÓN DE CONTINGENCIAS



3.2 Selección de Contingencias – Método de Enumeración de Estados.

Dado que una evaluación de la confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia, implica el poder determinar la contribución de cada estado del sistema a los índices de confiabilidad, en el presente trabajo se ha seleccionado un método de enumeración de estados, basado en el análisis topológico de la red, para realizar una evaluación ordenada de los diferentes estados que pueden ser alcanzados por el sistema estudiado.

A continuación se presenta en detalle, el método seleccionado.

3.2.1 Conceptos básicos.

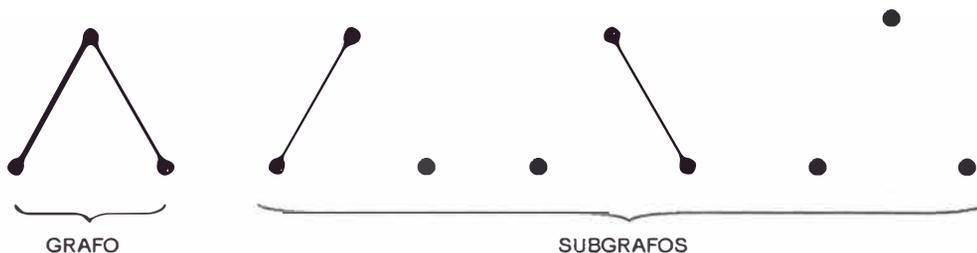
Un **grafo** es un conjunto de nodos (vértices) y arcos (líneas), tal como muestra la figura siguiente :

FIGURA 3.2 : EJEMPLO DE GRAFOS



Un **subgrafo** es un subconjunto de nodos (vértices) y arcos (líneas) que se deducen a partir de un grafo, mediante la operación de quitar arcos o líneas, tal como muestra la figura siguiente :

FIGURA 3.3 : EJEMPLO DE SUBGRAFOS



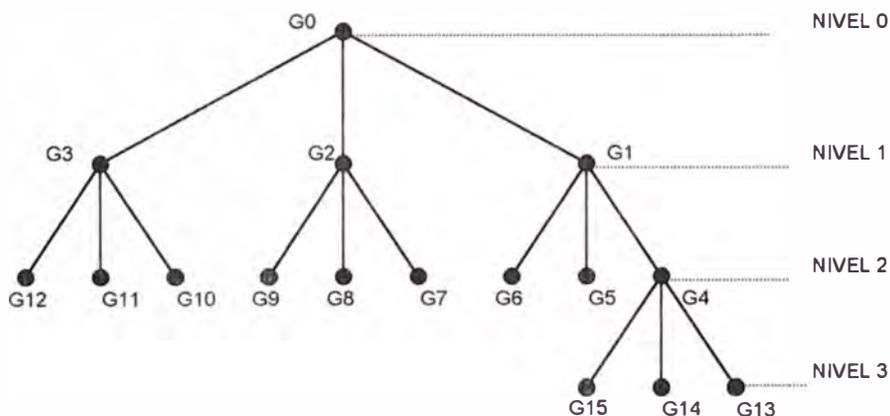
Un **árbol** es un tipo especial de grafo que se caracteriza porque dos vértices están unidos sólo por una línea.

FIGURA 3.4 : EJEMPLO DE ARBOLES



Un **árbol enraizado** se caracteriza por tener un vértice inicial (G_0) en el nivel 0 a partir del cual se “generan” los demás vértices correspondientes a los niveles 1, 2, 3, etc.

FIGURA 3.5 : EJEMPLO DE UN ARBOL ENRAIZADO



En un árbol enraizado, se define y aplica la siguiente terminología :

a) Un nodo en un nivel "n" tendrá descendientes en el nivel "n+1", así dado la línea que une a dos vértices $G_i - G_k$, si G_i pertenece al nivel "n" y G_k pertenece al nivel "n+1", se establece la siguiente relación :

- G_i es referido como padre de G_k y G_k es referido como hijo de G_i

Ejemplo : En la Figura 3.5, G_1 es padre de G_4 , G_5 y G_6

- Los vértices que tienen el mismo padre y se encuentran en un mismo nivel, se denominan hermanos.

Ejemplo : G_{10} , G_{11} y G_{12} son hermanos

b) El vértice G_i se denomina ancestro o antecesor de G_k cuando G_i está contenido en el camino desde el vértice raíz G_0 a G_k , con la condición de que $G_i \neq G_k$. Ejemplo : G_1 es antecesor de G_{15} .

c) Un vértice G_i es denominado hermano menor del vértice G_k si se genera después de G_k . Ejemplo : G_5 es hermano menor de G_4 y G_7 es hermano mayor de G_9

d) Se define como grado del nodo k al número de hijos de G_k . Por lo tanto en el ejemplo de la Figura 3.5 todos los nodos son de grado 3.

Los grafos tienen aplicación en una variedad de campos y generalmente son utilizados en el análisis de redes eléctricas, el estudio de la estructura molecular de componentes químicos, la representación de rutas, planeamiento de proyectos, la representación de redes de comunicaciones, estudios genéticos, etc. Para mayor detalle sobre teoría de grafos, ver las Referencias [20] y [22].

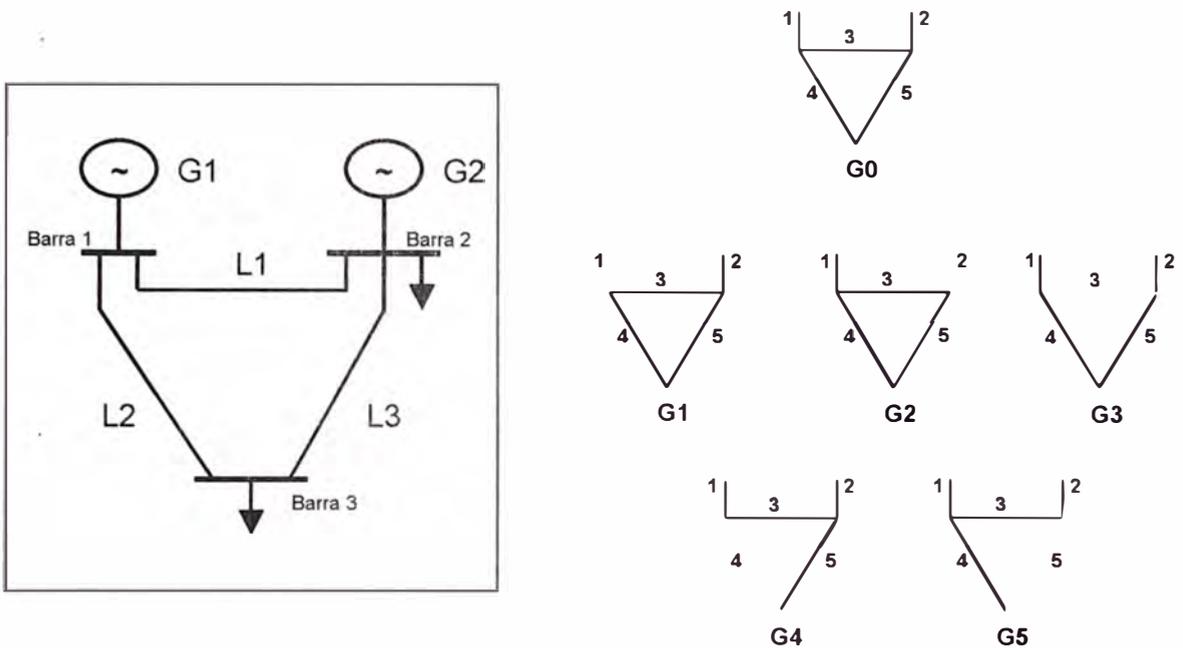
3.2.2 Grafos de un sistema eléctrico de potencia.

Los diferentes estados de un sistema eléctrico de potencia, debido a la salida de sus elementos pueden ser representados usando de manera conveniente la teoría de grafos. Así, si se representa el sistema eléctrico por un grafo, en el cual cada rama corresponde a un generador, línea de transmisión o cualquier otro componente, entonces cuando se considere la salida de un elemento, equivaldrá a borrar una rama del grafo, con lo cual se originará un subgrafo. Este proceso de borrado puede ser continuado, hasta que resulte en un grafo vacío (con todas las ramas borradas).

En la Figura 3.6, se muestra un sistema de potencia simple con 5 componentes. Considerando el modelo de dos estados de Markov, se tendrán entonces 32 (2^5) estados posibles para el sistema, es decir 32 subgrafos, los cuales pueden ser obtenidos borrando una rama por vez, a partir del grafo original G_0 en el cual todas las ramas están presentes.

Por lo tanto para un sistema de "n" componentes, se generarán $2^n - 1$ grafos a partir del grafo original. Estos subgrafos corresponden a los estados Markov generados por la red, usando un modelo de 2 estados de Markov.

FIGURA 3.6 : GRAFO Y SUBGRAFOS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.



3.2.3 Enumeración topológica.

En el ítem anterior se ha establecido que todos los subgrafos correspondientes a un grafo original G_0 , pueden ser obtenidos por el borrado sucesivo de los arcos o líneas. Dado que cada subgrafo corresponde a un estado del sistema eléctrico, en el cual uno o más componentes están fuera de servicio, entonces el espacio correspondiente a todos los estados del sistema eléctrico puede ser representado haciendo uso de un **árbol enraizado**, en el cual cada vértice corresponderá a un subgrafo o estado del sistema eléctrico.

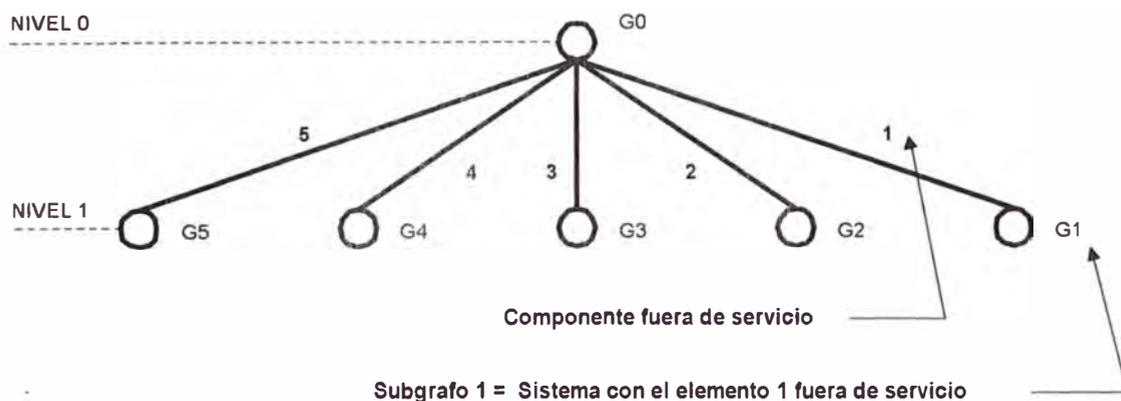
El método de enumeración topológica, consiste en establecer un procedimiento que permita recorrer de manera eficiente todos los estados del sistema eléctrico.

Considerando los conceptos básicos definidos anteriormente, tendremos que el grafo original G_0 (en el nivel 0) correspondiente al sistema eléctrico completo, será el vértice raíz del árbol enraizado. Este vértice raíz tendrá descendientes en el nivel 1.

Para facilitar la identificación, se establecerá de manera convencional que cada línea o rama del árbol represente al componente que sale fuera de servicio, con ello los subgrafos hijos de G_0 en el nivel 1, corresponderán a todos los estados con contingencias de primer orden.

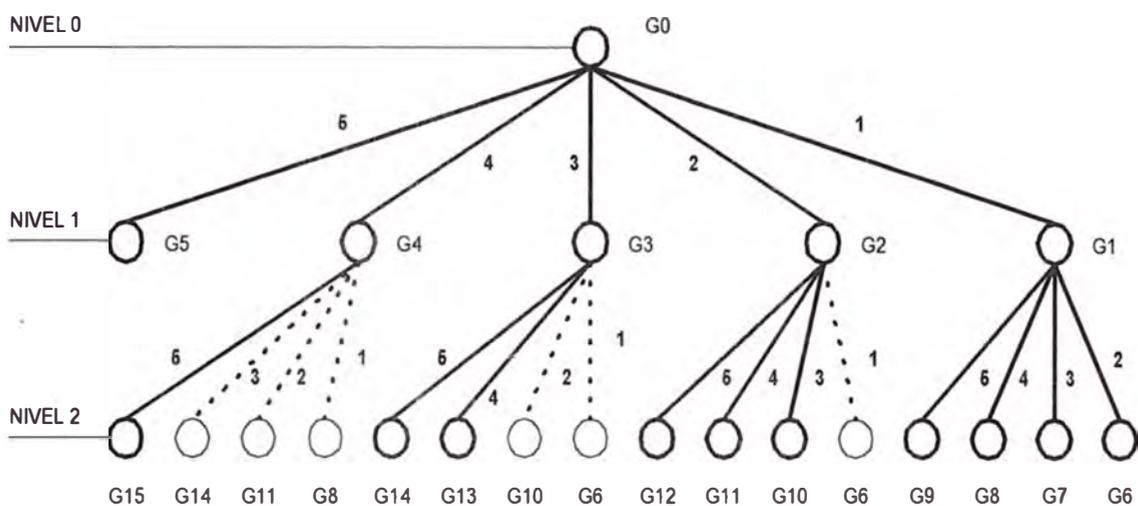
Para el sistema ejemplo de la Figura 3.6, se obtendrá el árbol enraizado en la Figura 3.7, correspondiente al espacio estado de un sistema con 5 componentes, considerando a todas las contingencias de primer orden

FIGURA 3.7 : SUBGRAFOS QUE REPRESENTAN CONTINGENCIAS DE PRIMER ORDEN



Siguiendo la misma lógica anterior, cada uno de los vértices (hijos de G_0) en el nivel 1, también tendrán descendientes en el nivel 2, que corresponderán a todos los estados con contingencias de segundo orden. Este hecho se muestra en la siguiente Figura 3.8 :

FIGURA 3.8 : SUBGRAFOS QUE REPRESENTAN CONTINGENCIAS DE PRIMER Y SEGUNDO ORDEN



En ésta figura, se puede apreciar la existencia de estados equivalentes, los cuales son mostrados con líneas punteadas.

El método de enumeración topológica, evita la evaluación de estados equivalentes, estableciendo un algoritmo de generación progresiva de hijos, sobre todos los vértices del árbol. En términos prácticos, se puede enunciar que para evitar la generación de un estado equivalente en el árbol enraizado, un vértice G_k que es definido como hermano menor, no debe tomar en cuenta los enlaces correspondientes a sus hermanos mayores, así en la Figura 3.8, el nodo G_3 es hermano menor de G_2 y G_1 que tienen los

enlaces 2 y 1 respectivamente, que en el caso de no ser tomados en cuenta, evitarán la generación de vértices que representen un estado ya considerado anteriormente.

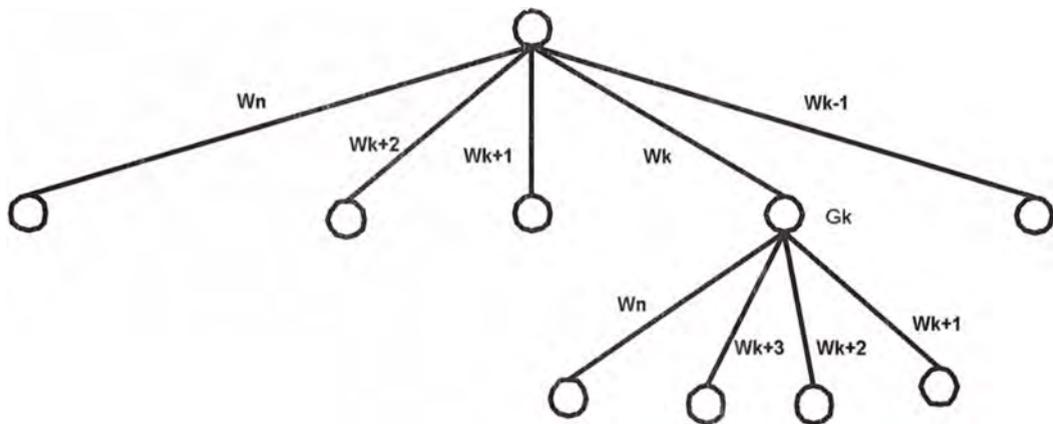
Desde una perspectiva equivalente, también se puede decir que dado un vértice G_k , éste sólo puede tomar los enlaces que correspondan a sus hermanos menores, así el nodo G_3 sólo puede generar hijos considerando los enlaces 4 y 5.

La siguiente regla puede ser usado para la numeración eficiente de los estados del sistema (subgrafos) no equivalentes, siendo aplicado a la generación de hijos para un vértice G_k del árbol enraizado, que se encuentre en un nivel ≥ 1 .

Regla A : Sea el vértice G_k , unido a su antecesor por un enlace W_k y que tiene hermanos menores con enlaces $\{ W_{k+1}, W_{k+2}, W_{k+3}, \dots, W_n \}$, entonces los hijos de G_k sólo podrán tener los siguientes enlaces : $W_{k+1}, W_{k+2}, W_{k+3}, \dots, W_n$.

La aplicación gráfica de ésta regla es mostrado en la Figura 3.9.

FIGURA 3.9 : MÉTODO DE ENUMERACIÓN – REGLA A



Aplicando los conceptos anteriores al sistema ejemplo de la Figura 3.6, se puede establecer que a partir del grafo G_0 , se generarán los hijos G_1 , G_2 , G_3 , G_4 y G_5 correspondientes a un nivel 1, por el borrado de los enlaces 1 a 5. Dado que G_1 es generado antes que G_2 , entonces G_2 es el hermano menor de G_1 .

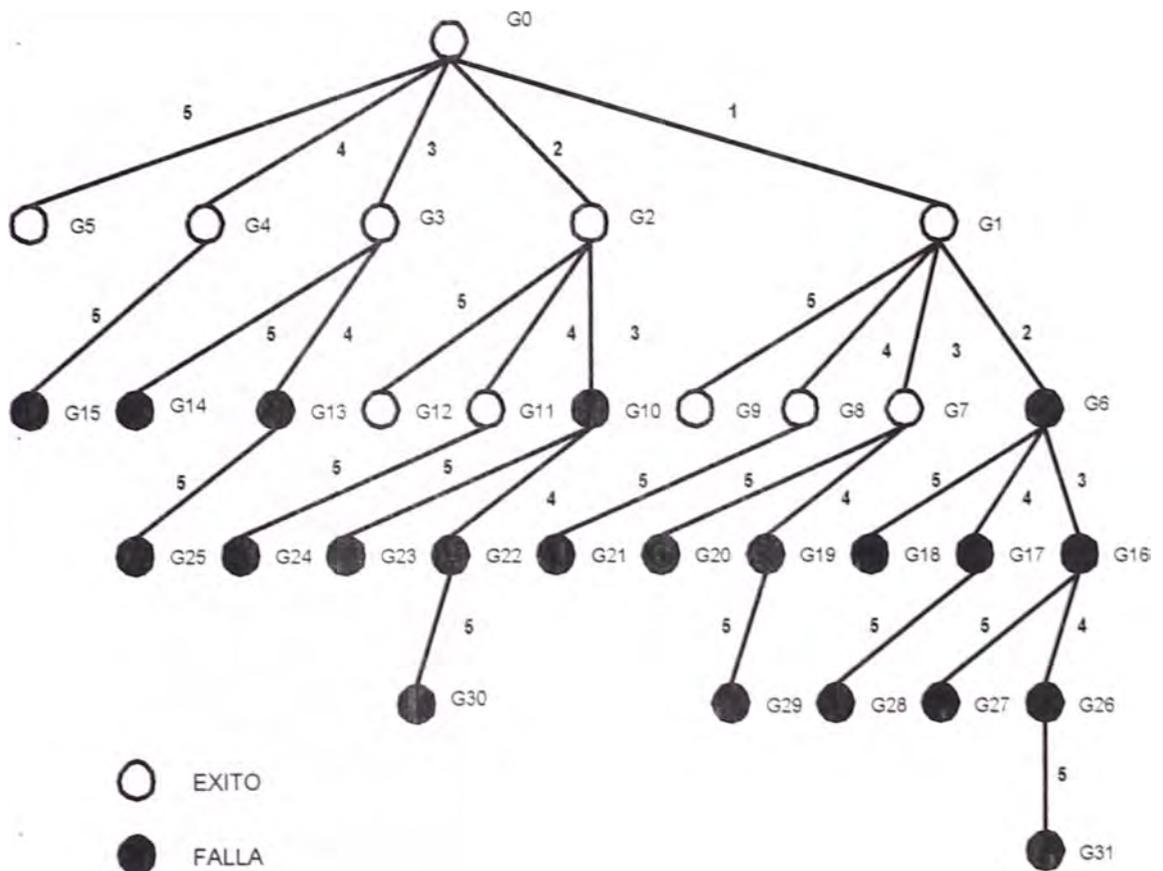
El nodo G_1 en el nivel 1 puede generar hijos y haciendo uso de la regla A, los posibles candidatos para el borrado de enlaces serán aquellos correspondientes a los hermanos menores de G_1 : 2, 3, 4 y 5.

Luego considerando el próximo vértice G_2 en el nivel 2 y volviendo a usar la regla A, se puede observar que los enlaces candidato para el borrado serán : 3, 4 y 5.

La Figura 3.10 muestra el árbol construido, mediante el procedimiento anterior, para la red de la Figura 3.6. En esta figura se observan también los estados éxito y falla del sistema.

Un vértice G_i es definido como **vértice falla**, si comprende a un estado que causa una falla del sistema, por ejemplo un corte de carga o aislamiento de una barra de carga del sistema eléctrico de potencia. En caso contrario se define como **vértice éxito**.

FIGURA 3.10 : ÁRBOL FORMADO PARA UNA SISTEMA ELÉCTRICO DE 5 ELEMENTOS.



A partir de todo lo anteriormente tratado, se puede definir la estructura inicial de un algoritmo, para calcular los índices de confiabilidad

1. Iniciar con G_0 ($G_k = 0$), inicializar el nivel = 0
2. Borrar los enlaces W_i sucesivamente en este nivel con el procedimiento descrito y utilizando la regla A.
3. Calcular la probabilidad de cada estado falla.
4. Acumular los índices de confiabilidad para cada vértice de falla.

Las ventajas de la técnica seleccionada (basado en el análisis topológico) son los siguientes :

- Todos los estados que pueden ser alcanzados, desde un estado definido, pueden ser directamente accedidos, **sin** la necesidad de clasificar los estados y/o realizar una búsqueda de los estados vecinos en la lista entera de los estados de contingencia.

Considerando que se denomina orden de un evento al número de elementos que salen fuera de servicio como consecuencia de una contingencia, se observa como característica particular de esta técnica que todos los eventos de bajo orden y con una mayor probabilidad de ocurrencia son evaluados primero, antes que los eventos de mayor orden, por lo tanto es posible terminar el proceso, cuando se determine que la contribución evaluada sea considerada insignificantes para obtener estimaciones adecuadas.

- Esta técnica puede ser utilizado para determinar la frecuencia y duración de los estados del sistema y los índices de confiabilidad del punto carga en el análisis de los sistemas compuestos de Generación – Transmisión. En la Referencia [17], se desarrolla lo anterior y además se demuestra que el método propuesto puede ser adecuado para considerar a los sistemas coherentes y no coherentes.

3.3 Establecimiento de los Criterios de Fallas.

La evaluación de la confiabilidad de un sistema compuesto implica generalmente la solución de una configuración bajo situaciones de salida seleccionadas. En este sentido se dispone de varias técnicas para ser usadas en el análisis de la red eléctrica, dependiendo del criterio de confiabilidad empleado y el objetivo planteado en el estudio.

Las tres técnicas analíticas básicas son

- Métodos de flujo de red
- Métodos de flujo DC
- Métodos de flujo AC

El número de contingencias que deben ser considerados en el método de enumeración de contingencias puede ser muy grande, por lo tanto se requiere utilizar técnicas rápidas de solución usando métodos simplificados o aproximados.

No hay consenso, sobre un criterio de falla uniforme que sea aplicable a todas las empresas eléctricas, por tanto no es factible desarrollar un método

de propósito general. Sin embargo, es posible definir los criterios básicos de falla para las técnicas disponibles de análisis de red.

La Tabla 3.3 muestra los criterios de falla que pueden ser considerados para las técnicas de solución citados anteriormente (Referencia [4]).

TABLA 3.3 : CRITERIOS DE FALLA RECOMENDADOS PARA DIFERENTES TÉCNICAS DE SOLUCIÓN

TÉCNICAS DE SOLUCIÓN	CRITERIOS DE FALLA
Método de Flujo de Red	1.- Corte de Carga en barra(s) debido a la deficiencia de capacidad del sistema. 2.- Corte de Carga si es necesario, en las barras aisladas.
Método de Flujo de Carga DC	3.- Corte de Carga si es necesario, en las redes aisladas. 4.- Corte de Carga en barra(s) debido a la sobrecarga en líneas / transformadores.
Método de Flujo de Carga AC	5.- Colapso del voltaje en barra(s) del sistema. 6.- Violaciones de los límites de generación de potencia reactiva. 7.- Todas los aspectos condicionados de la red.

Se puede apreciar que los criterios de falla para el método de flujo de red y el método de flujo de carga DC son un subconjunto del criterio de falla para los métodos de flujo de carga AC.

La ocurrencia de un problema en el sistema puede por sí mismo ser registrado como una falla. Sin embargo, en muchos casos es posible eliminar un problema del sistema, adoptando acciones correctivas apropiadas, en consecuencia será necesario determinar si es posible eliminar un problema del sistema por el empleo de acciones correctivas.

Sobre la base de los criterios de falla, las amplias categorías de acciones correctivas que pueden ser empleados son los siguientes :

- Reprogramación de la generación en el caso de deficiencia de capacidad en el sistema.
- Corrección en la unidad de generación si existe violaciones en los límites de la potencia reactiva.
- Aislamiento de la barra y división del sistema por las salida de línea(s) de transmisión o transformador(es).
- Corregir la sobrecarga en los elementos de transmisión eléctrica.
- Corrección de un problema de voltaje en una barra y la solución de todas las situaciones condicionadas a la red, cuando se usa los métodos de flujo de carga AC.
- Corte de carga en el evento de un problema del sistema.

Un elemento común en la Tabla 3.3 para todas las técnicas de solución es la necesidad de cortar carga bajo ciertas condiciones. Esta acción por lo tanto envuelve la determinación de una política de corte de carga, aplicable bajo ciertas condiciones.

3.4 Evaluación del Sistema - Análisis del Efecto de los Eventos en la Red Eléctrica.

Además del proceso de selección de estados, la mayor tarea en la evaluación de un sistema eléctrico es determinar si un estado particular del sistema resulta en la falla de servicio en una barra, después de haber adoptado las acciones correctivas posibles.

Considerando lo establecido en los criterios de fallas, se debe tener presente que cuando ocurre una falla en uno o más elementos (contingencia simple o múltiple) en el sistema estudiado, se puede producir una variación en la configuración de la red eléctrica. Por lo tanto, en algunos casos se podrán apreciar efectos tales como :

- Aislamiento de barras de generación.
- Aislamiento de barras de carga.
- Aislamiento de una línea.
- División del sistema principal en subsistemas.

Estos efectos deben ser detectados previamente, a fin de poder determinar los parámetros de la red en su estado final, después de ocurrido la contingencia. Adicionalmente, en el caso de que se produzca el aislamiento de una barra de carga, ésta debe identificarse para ser considerada directamente en el cálculo de los índices de confiabilidad.

Para realizar el análisis de la red, se cuenta con varias técnicas de solución, pero debe tenerse presente que cada método envuelve diferentes técnicas de modelamiento y además debe ser seleccionado en función a los requerimientos planteados en una determinada aplicación.

Por ejemplo, el método más simple es tratar el sistema como un modelo de flujo de red en orden de examinar la continuidad del suministro de potencia en varios centros de carga. El próximo nivel es realizar el análisis del transporte, considerando la capacidad máxima de los elementos del sistema de transmisión, por lo tanto el flujo de carga DC es un método

relativamente simple y rápido que provee ordenes de magnitud adecuados. Para los casos en los que se requiera considerar los voltajes de barra así como los requerimientos de potencia reactiva de las unidades de generación, se puede utilizar los métodos de flujo de carga AC.

Considerando que el presente trabajo se orienta a la evaluación de sistemas de transmisión, en los que se debe verificar :

- Si es necesario el corte de carga en la(s) barra(s) de los subsistemas formados debido a la salida de los elementos de transmisión.
- El corte de carga en la(s) barra(s) debido a la sobrecarga en las líneas o transformadores.

Y teniendo presente los criterios de falla expuestos en la Tabla 3.3, se concluye que el flujo de carga DC es el mas recomendable para realizar el análisis de la red. En el Anexo B se presenta un desarrollo de la teoría considerando las pérdidas en las líneas y transformadores, bajo el concepto de linealización de las pérdidas, con el objeto de mejorar los resultados.

A partir de la enumeración de estados y las técnicas de análisis de red, se puede implementar el método de probabilidad condicional, para el cálculo de los índices de confiabilidad en los sistemas compuestos. La principal ventaja de éste método es que permite tener presente el concepto de calidad del servicio y adicionalmente permite considerar a casi todos los principales componentes de un sistema eléctrico de potencia.

En resumen, podemos indicar que el método de probabilidad condicional, consiste en evaluar las probabilidades condicionales de

pérdida de carga con el sistema en diferentes estados y ponderar estas con las probabilidades de los estados del sistema. La suma ponderada de las probabilidades de pérdida de carga, proveen un índice de confiabilidad para las diferentes barras de carga en la red eléctrica, así como los índices del sistema total en estudio.

Las probabilidades de pérdida de carga, generalmente diferente para diferentes condiciones de salida de servicio de los componentes, son esencialmente una función de la distribución de carga en las barras así como de la capacidad de la red para abastecer la carga con tensiones satisfactorias y sin sobrecargas de circuitos. La frecuencia de ocurrencia de un estado es igual al producto de las probabilidades de existencia del estado y las tasas de salida del mismo. Un desarrollo detallado de la teoría, puede ser encontrado en el Anexo C.

3.5 Acciones Correctivas - Modelo de Minimización del Corte de Carga.

Para completar la estructura del método de enumeración, es necesario analizar el efecto de la filosofía de los cortes de carga sobre los índices de confiabilidad.

En primer lugar, se asume que la carga en cada barra es clasificado en dos categorías : Carga firme y carga rechazable. Así, en el caso de una deficiencia en la capacidad de generación, la carga rechazable se interrumpe primero, seguido por el corte de la carga firme en caso de ser necesario.

Los efectos de una contingencia en el sistema, pueden ser confinados a una pequeña área o a una gran región del sistema. Si la importancia relativa de la carga en una barra del sistema es tal que la carga firme en la barra no será cortado a menos que sea inevitable, es obvio que muchas barras en el sistema experimentarán un corte de carga. De otra manera, si el sistema está diseñado para que la contingencia en una región no afecte a otra región del sistema, entonces el número de barras que experimenten un corte de carga será menor, pero en el caso de que se produzca muchas contingencias con salidas fuera de servicio de los elementos, la carga firme tendrá que ser cortado.

Otra alternativa que está basado en los requerimientos de un punto de carga individual y que en cierta forma, es una extensión de la perspectiva anterior, consiste en distribuir la carga de una barra en varios niveles correspondientes a algún porcentaje de la carga total, en lugar de solo dos niveles (carga firme y carga rechazable). En la Referencia [6] se describe la filosofía de cortes de carga en la forma de niveles secuenciales, cada uno de los cuales extiende el corte requerido sobre una gran área. La selección de un nivel particular dependerá de la filosofía de corte de carga.

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha implementado un modelo presentado en la Referencia [23], con el objetivo de minimizar la carga total cortada en cada barra, buscando satisfacer simultáneamente el balance de potencia, las relaciones del flujo DC y los límites de flujo de potencia en las líneas así como los límites en las salidas de generación.

El modelo está desarrollado considerando las dos mayores filosofías de corte de carga :

- Las cargas son cortados en las barras que son tan cercanos a los elementos que salen de servicio como sea posible.
- Las cargas son clasificados de acuerdo a su importancia y son divididos en niveles correspondientes a un determinado porcentaje de la carga total en la barra.

Las ecuaciones del modelo de minimización son descritos a continuación :

Función objetivo

$$\text{Min} \sum_{i \in \text{ND}} W_i \left(\sum_{p=1}^q \lambda_p \beta_p LC_{ip} \right) \quad (3.1)$$

Sujeto a :

Restricción Flujo en las Líneas

$$T_i(X_j) = \sum_{k=1}^{\text{NB}} A_{ik}(X_j) \left(PG_k + \sum_{p=1}^q LC_{kp} - PD_k \right) \quad (i \in L) \quad (3.2)$$

Restricción Balance de Potencia

$$\sum_{i \in \text{NG}} PG_i + \sum_{i \in \text{ND}} \sum_{p=1}^q LC_{ip} = \sum_{i \in \text{ND}} PD_i \quad (3.3)$$

Restricción de Generación

$$PG_{i \min} \leq PG_i \leq PG_{i \max} \quad (i \in \text{NG}) \quad (3.4)$$

Restricción de Transmisión

$$\left| T_i(X_j) \right| \leq T_i \max \quad (i \in L) \quad (3.5)$$

Restricción de Niveles de Carga

$$0 \leq LC_{ip} \leq \alpha_p PD_i \quad (i \in ND, p = 1, \dots, q) \quad (3.6)$$

Donde :

ND = Conjunto de barras de carga

NG = Conjunto de barras de generación

NB = Número de barras

L = Número de líneas

LC = Vector de corte de carga

PG = Vector generación

PD = Vector carga

T(Xj) = Vector flujo de línea para el estado Xj

A(Xj) = Matriz relación entre los flujos de líneas e inyecciones de potencia para el estado Xj.

PG min = Límite mínimo para el vector generación.

PG max = Límite máximo para el vector generación.

T max = Vector límite para los flujos de línea T(Xj).

λ = Factor de importancia asignado a las barras de carga.

β = Factor para diferenciar los niveles correspondientes a una barra de carga.

W = Factor de "distancia" entre la barra y el elemento que sale fuera de servicio.

Para una adecuada comprensión del modelo planteado, detallaremos a continuación las principales características de la función objetivo y sus respectivas restricciones.

En la **función objetivo**, se considera lo siguiente :

- El sistema tiene un total de "ND" barras de carga y en cada una de estas barras, la carga es dividido en "q" niveles, asociando a cada nivel con un porcentaje " α_p " de la carga. Así por ejemplo, en una barra tiene 10MVA de carga, definimos 3 niveles asignando 20% al primer nivel, 20% al segundo nivel y 60% al tercer nivel, esto significa :

$$q = 3, \alpha_1 = 20\%, \alpha_2 = 20\%, \alpha_3 = 60\%$$

- Para implementar las dos mayores filosofías de corte de carga mencionados anteriormente se establece que la carga menos importante corresponderá a un menor valor de λ y el más importante a un mayor valor de λ . Por otro lado las barras cercanas a los elementos que salen de servicio tienen relativamente un pequeño valor de W_i y aquellos que se encuentran más lejanos tendrán un valor relativamente grande de W_i . El factor β_p permite diferenciar cada nivel correspondiente a una barra de carga en la función objetivo.
- Las variables de corte de carga correspondiente a cada barra son representados por LC_i ($i = 1 \dots ND$) y para considerar los niveles de

carga se representa como LC_i ($p = 1 \dots q$). Esto significa, siguiendo el ejemplo de la barra de carga con 10 MVA dividido en 3 niveles, que los cortes de carga se aplicarán de manera correspondiente a cada nivel :

$$LC_1 \leq 2\text{MVA}, LC_2 \leq 2\text{MVA} \text{ y } LC_3 \leq 6\text{MVA}$$

La **primera restricción** refleja el flujo en la línea de transmisión considerando el estado de contingencia en el sistema, esta expresión se deduce de las ecuaciones utilizadas para determinar el flujo de carga DC :

- El flujo en un elemento "i" que une los nodos "m" y "n" puede ser expresado, en función de las variables de estado del sistema.

$$T_i = f_{mn} = \frac{\theta_m - \theta_n}{X_{mn}} \quad (3.7)$$

Donde :

$T_i = f_{mn}$ = Flujo a través del elemento "i"

θ_m, θ_n = Ángulos de fase en las barras m-ésima y n-ésima respecto a la barra de referencia

X_{mn} = Reactancia asociada al elemento que une las barras "m" y "n"

Por otro lado, considerando la ecuación (A.20) del Anexo B que representa el modelo del flujo DC, se deduce :

$$P = B \theta \Rightarrow \theta = B^{-1} P \Rightarrow \theta = Z P \quad (3.8)$$

Si la barra 1 es considerado como referencia, la expresión anterior, tendrá la siguiente forma matricial :

$$\begin{bmatrix} \theta_1 \\ \vdots \\ \theta_m \\ \vdots \\ \theta_n \\ \vdots \\ \theta_{NR} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \dots & \dots & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & Z_{m,2} & \dots & \dots & Z_{m,NB} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & Z_{n,2} & \dots & \dots & Z_{n,NB} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & Z_{NB,2} & \dots & \dots & Z_{NB,NB} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} PG_1 - PD_1 \\ \vdots \\ PG_m - PD_m \\ \vdots \\ PG_n - PD_n \\ \vdots \\ PG_{NB} - PD_{NB} \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

De las expresiones (3.7) y (3.9), se deduce :

$$T_i = \sum_{k=1}^{NB} \frac{(Z_{mk} - Z_{nk})}{X_{mn}} (PG_k - PD_k) \quad (3.10)$$

- Al incorporar el corte carga en cada barra ($\sum LC_{k,p}$), se obtiene la siguiente ecuación equivalente a (3.2)

$$T_i = \sum_{k=1}^{NB} \frac{(Z_{mk} - Z_{nk})}{X_{mn}} (PG_k - (PD_k - \sum_{p=1}^q LC_{k,p})) \quad (3.11)$$

La **segunda restricción** refleja el equilibrio existente en el sistema entre la oferta y demanda de potencia, considerando los cortes de carga

$$\sum_{i \in NG} PG_i + \sum_{i \in ND} \sum_{p=1}^q LC_{ip} = \sum_{i \in ND} PD_i \quad (3.12)$$

Donde :

$\sum PG_i$ = Potencia total inyectada al sistema

$\sum \sum LC_{ip}$ = Corte de carga total en el sistema

$\sum PD_i$ = Demanda total del sistema

Las **restricciones de operación para las unidades de generación**, considera que las inyecciones de potencia que realizan estas unidades al sistema, deben estar dentro de la banda técnica de operación correspondiente.

$$PG_{i \min} \leq PG_i \leq PG_{i \max} \quad (i \in NG) \quad (3.13)$$

Donde :

PG_i = Inyección de potencia, correspondiente al i-ésimo generador

$PG_{i \min}$ = Mínima inyección de potencia que el i-ésimo generador puede efectuar

$PG_{i \max}$ = Máxima inyección de potencia que el i-ésimo generador puede efectuar

Las **restricciones de las capacidades de transmisión** asociados a las líneas de transporte, establece que el flujo transmitido no puede ser superior a la capacidad técnica máxima de cada línea en particular, en ninguno de los sentidos posibles de flujo, considerando el evento producido en el sistema. En consecuencia, la expresión (3.5) puede ser escrita de manera equivalente como :

$$- T_i \max \leq T_i(X_j) \leq T_i \max \quad (i \in L) \quad (3.14)$$

La **restricción para los niveles de carga** corresponde a los límites establecidos mediante la asignación de los porcentajes de carga, explicados anteriormente

$$0 \leq LC_{ip} \leq \alpha_p PD_i \quad (i \in ND, p = 1, \dots, q) \quad (3.15)$$

Donde :

LC_{ip} = Corte de carga en la barra "i" correspondiente al nivel "p"

α_p = Porcentaje de carga asociado al nivel "p"

PD_i = Carga total en la barra "i"

Para resolver el modelo de minimización, se requiere de un algoritmo de programación lineal considerando el caso de variables acotadas superior e inferiormente.

3.6 Evaluación de los Índices de Confiabilidad.

Teniendo en cuenta todos los aspectos anteriormente tratados, concluimos con el establecimiento de un procedimiento para evaluar la confiabilidad en los sistemas de transmisión, mediante el método de enumeración de contingencias :

- a) Seleccionar e ingresar los datos correspondientes a los elementos del sistema de transmisión y definir los criterios de evaluación.
- b) Resolver el flujo de carga para el caso base.
- c) Generar/Seleccionar las contingencias, haciendo uso de la técnica enumeración basado en el análisis topológico.
- d) Calcular la probabilidad y frecuencia del evento seleccionado, considerando la teoría del método de probabilidad condicional.
- e) Evaluar los cambios en la configuración de la red para detectar el caso de barras o líneas aisladas así como la formación de subsistemas.
- f) Calcular los incrementos de flujo de potencia en las líneas haciendo uso del método flujo de carga DC.
- g) Identificar los elementos sobrecargados en el sistema de transmisión.
- h) Adoptar las acciones correctivas, resolviendo el problema de programación lineal para la minimización del corte de carga.
- i) Evaluar el esquema de rechazo de carga o la variación de generación para aliviar los elementos sobrecargados del sistema de transmisión.
- j) Almacenar los índices de confiabilidad para los puntos de carga.
- k) Evaluar los índices de confiabilidad del sistema.

En este capítulo se han desarrollado los principales elementos correspondientes a la estructura del método de enumeración de contingencias :

- El método de enumeración basado en el análisis topológico de la red, tiene la ventaja de que todos los estados pueden ser alcanzados sin la necesidad de clasificar los estados o realizar una búsqueda de los estados vecinos en la lista entera de los estados de contingencia, adicionalmente todos los eventos de bajo orden y con una mayor probabilidad de ocurrencia son evaluados primero, por lo tanto es posible terminar el proceso cuando se determine que la contribución evaluada pueda ser considerada como insignificante.
- Cuando ocurre una contingencia en un sistema eléctrico, se puede producir una variación en la configuración de la red eléctrica, por lo tanto es necesario identificar efectos tales como aislamiento de barras, aislamiento de líneas o división del sistema principal en subsistemas.
- Para el análisis de la red se ha seleccionado el Flujo DC, basado en los criterios de fallas aplicables a los sistemas de transmisión, el desarrollo teórico correspondiente es presentado en el Anexo B.
- Para el cálculo de los índices de confiabilidad se ha seleccionado el método de probabilidad condicional, debido a que permite obtener múltiples índices tanto para las barras de carga como para el sistema, los detalles pueden ser encontrados en el Anexo C.

- Para realizar una simulación de las acciones correctivas, se ha desarrollado un modelo de minimización de corte de carga considerando dos filosofías de corte de carga : Las cargas son cortadas en las barras que son cercanas a los elementos que salen de servicio; y las cargas son clasificados de acuerdo a su importancia y son divididos en niveles correspondientes a un determinado porcentaje de la carga total en la barra.
- El problema de minimización debe ser resuelto haciendo uso de un algoritmo de programación lineal, considerando el caso de las variables acotadas superior e inferiormente.

CAPITULO IV

PROGRAMA PARA ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD Y PLANEAMIENTO DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

4.1 Condiciones Generales.

El desarrollo automatizado de la metodología presentada, será realizado sobre la base de las siguientes condiciones generales

- a) Un sistema de transmisión consta de un gran número de componentes, que pueden fallar aleatoriamente. Para evaluar la confiabilidad de un sistema, en principio se deberían evaluar todas las posibles combinaciones de las salidas de componentes, sin embargo la metodología presentada, utiliza una técnica de aproximación que provee un nivel aceptable de exactitud evitando la necesidad de realizar una exhaustiva evaluación para todos los estados posibles.
- b) Para todos los elementos del sistema de transmisión, se considera el modelo de dos estados de Markov : normal y falla (disponible e indisponible).
- c) Las salidas causadas debido a las fallas de los elementos de la subestación, no serán considerados explícitamente, sin embargo, el usuario debe considerar la posibilidad de realizar una composición serie–paralelo para el caso de algunos componentes principales.
Ejemplo : Línea – interruptor, tal como se muestra en el Anexo A.

- d) Un sistema eléctrico con elementos en paralelo puede ser simplificado de manera equivalente, al considerar una impedancia equivalente para los transformadores o líneas en paralelo. En estos casos, las respectivas tasas de fallas y tiempo medio de reparación equivalentes deben ser calculados utilizando las expresiones indicadas en el Anexo A.
- e) Los efectos de las salidas denominadas de “causa común” no serán tomados en cuenta, en la evaluación de los índices de confiabilidad.
- f) Las barras de generación son consideradas como 100% confiables. En consecuencia, las cargas ubicadas en una barra de generación (cargas locales) pueden ser simplificadas, teniendo en cuenta que el valor de potencia inyectada en este tipo de barras será la diferencia entre la potencia generada y el valor de la carga local. Esta simplificación no afecta los resultados de manera significativa, dado que la confiabilidad de estas barras no depende de los eventos que afectan las líneas de transmisión.
- g) En el desarrollo computacional para el análisis de la confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia, hay un riesgo real de desarrollar algunos módulos para ser extremadamente eficientes mientras que otros “tomarán su tiempo”. Así por ejemplo, para los cálculos de flujos de carga se han desarrollado técnicas rápidas, que definitivamente reducen el tiempo computacional, sin embargo la evaluación de los efectos de las acciones correctivas llega a ser determinante en el tiempo total de procesamiento.

4.2 Características Generales del Programa TRANSREL.

El programa desarrollado presenta las siguientes características

a) Capacidad de flujo de carga DC

Los principios y consideraciones del flujo de carga DC, tomando en cuenta las pérdidas asociadas a los elementos de transformación y transporte, son detallados en el Anexo B.

b) Las contingencias pueden ser generados “automáticamente” o ingresados “manualmente” por el usuario.

La posibilidad de una generación “automática” de eventos se fundamenta en la técnica de enumeración presentada en la sección 3.2. Considerando que las contingencias de primer y segundo orden son las más probables, el programa permite la generación automática de todas las contingencias de segundo y/o primer orden para su respectiva evaluación. Sin embargo, en muchos casos puede ser necesario, el análisis de contingencias seleccionadas que dependan del sistema eléctrico, de los objetivos del estudio desarrollado o del criterio de selección de eventos; para estos casos, el programa permite la posibilidad de ingresar contingencias definidas por el usuario, el límite máximo permitido para la profundidad de la contingencia evaluada es hasta de quinto orden (evento con una falla múltiple de cinco elementos a la vez).

c) Permite la aplicación de límites mínimos de probabilidad para los eventos.

Esta característica permite considerar los criterios probabilísticos, los cuales se basan principalmente en el hecho de analizar las probabilidades de una contingencia. Es decir, el programa permite aplicar un **criterio** de aproximación en los procedimientos de evaluación de contingencias, al considerar solamente los eventos que superen un límite mínimo de probabilidad. La determinación de ésta probabilidad mínima, corresponderá a la experiencia de operación y/o planeamiento del sistema de transmisión eléctrica.

d) Permite identificar los casos de barra aislada, línea aislada y los subsistemas formados como resultado de una contingencia.

Una contingencia puede modificar la configuración de la red del sistema eléctrico de potencia, por lo tanto se determina el “estado inicial de las barras”, que consiste en identificar si la barra está aislada, pertenece a una línea aislada o a uno de los subsistemas formados.

e) Acciones correctivas usando técnicas de programación lineal.

El programa incorpora un modelo para minimizar el corte de carga de acuerdo a lo tratado en la sección 3.5, y considerando además la posibilidad de establecer hasta cinco niveles para todas las barras de tipo carga. Por lo tanto si se requiere trabajar con el criterio de carga firme y carga rechazable, solo será necesario establecer dos niveles para las barras de carga y asignar los porcentajes respectivos de la carga total.

Para solucionar el modelo de optimización planteado, se utiliza las librerías disponibles del programa comercial LINDO 6.1 (Linear, INteractive, and Discrete Optimizer) considerado como una poderosa herramienta para resolver problemas de programación lineal, entera y cuadrática, este programa es propiedad de LINDO Systems, Inc. (ver Referencia [30]).

Se debe tener presente que una característica de los problemas de programación lineal, es que dependiendo del modelo de optimización generado por la contingencia y el subsistema en estudio, en algunos casos no será posible obtener una solución debido a una condición de no factibilidad o no acotamiento para las variables del modelo (mayor detalle en la Referencia [27]). En estos casos, el programa se limitará a identificar el evento que produce esta falla de optimización y en función del tipo de procesamiento seleccionado (automatizado, manual o mezclado), se determinará si forma parte de los cálculos para los índices de confiabilidad (ver detalles en el ítem "i").

f) Posibilidad de ingresar políticas alternativas para los cortes de carga.

Frente a una contingencia que genera problemas en el sistema de transmisión eléctrica existen diferentes posibilidades para definir la acción correctiva apropiada y ésta dependerá de la política de operación establecida en la empresa o de los criterios empleados por el planificador. Por lo tanto, si bien el programa utiliza un modelo para minimizar el rechazo de carga, los criterios utilizados en su construcción así como el modelo

resultante no son únicos y para superar esta limitación, el programa desarrollado permite el ingreso de datos de corte de carga correspondientes a la decisión del usuario, con la única condición de que correspondan directamente a los eventos procesados.

g) Permite definir diferentes periodos de evaluación, para el cálculo de los índices de confiabilidad.

Convencionalmente, los índices de confiabilidad son calculados para un periodo anual (valores anualizados), sin embargo la Norma Técnica de Calidad para los Servicios Eléctricos (Referencia [19]) establece la necesidad de realizar una evaluación semestral. Por lo tanto, en función de estos requerimientos, el programa permite seleccionar entre los dos periodos de evaluación : semestral o anual.

h) Cálculo de los índices de confiabilidad para las barras y el sistema eléctrico global.

Dado que la selección de los índices de confiabilidad depende de los objetivos especificados para el estudio y del uso planteado para los índices, el programa proporciona dos conjuntos de índices : para las barras o puntos de carga y para el sistema. Un resumen de los índices calculados puede ser observado en las Tablas 3.1 y 3.2 de la sección 3.1 y los detalles de cálculo pueden ser encontrados en el Anexo D.

Se debe tener presente que los índices de barra son valorados en el diseño del sistema y en la comparación de configuraciones alternativas y/o adiciones al sistema, mientras que los índices del sistema total son útiles

para su administración y/o planeamiento, dado que estos índices indican la habilidad del sistema para satisfacer sus requerimientos de carga y energía.

**i) Soporta tres tipos de procesamiento para las contingencias :
Automático, Manual y Mezclado.**

- El procesamiento automático : se basa en la generación y procesamiento automático de los eventos, llegando a considerar como máximo todas las contingencias de segundo orden.

En este tipo de procesamiento, se puede seleccionar entre un corte de carga automático o el ingreso de una política de corte de carga. Para el caso de corte de carga automático, si el modelo de optimización, no produce alguna solución debido a una condición de no factibilidad o no acotamiento, entonces la contingencia será registrado como falla de optimización y **no** será considerado en el cálculo de los índices, esto debido a que el evento puede volver a ser ingresado utilizando el procesamiento mezclado.

- El procesamiento manual, comprende el procesamiento de los eventos ingresados (seleccionados) por el usuario, en este caso también existe la posibilidad de utilizar el corte de carga automatizado o el ingreso de una política de corte de carga.

En el caso de que el modelo de optimización no produzca alguna solución debido a una condición de no factibilidad o no acotamiento, entonces la contingencia será registrado como falla de optimización, pero **si** será considerado en el cálculo de los índices. Debido a ello, el

evento causará una variación en el valor de los índices sólo en el caso que se produzcan barras aisladas de carga o subsistemas aislados en la zona de carga.

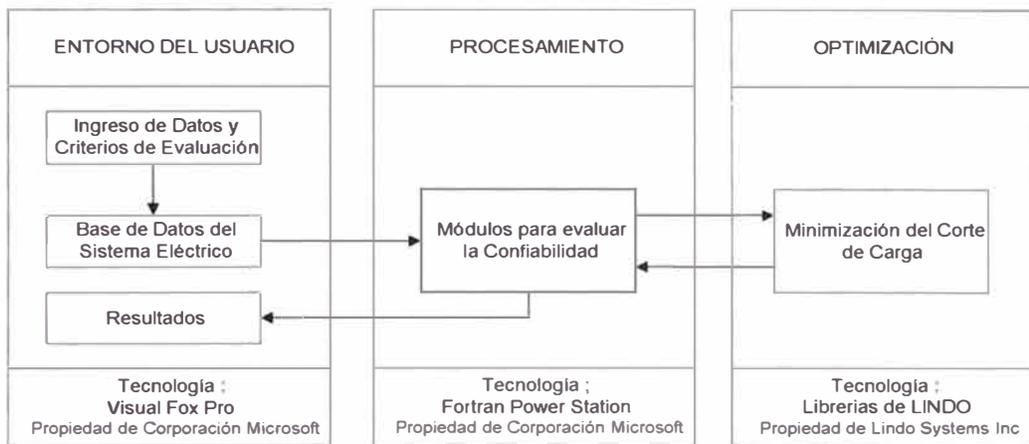
La profundidad máxima permitida para la contingencia será el quinto orden (evento con salida múltiple de hasta cinco elementos a la vez).

- El procesamiento mezclado permite la realización conjunta de un procesamiento automático seguido del procesamiento de eventos seleccionados por el usuario. Se ha mencionado anteriormente que un procesamiento automático tiene el límite de considerar eventos de segundo orden, por lo tanto, si se requiere evaluar **adicionalmente** algunos eventos superiores al tercer orden y/o eventos no considerados debido a la falla del modelo de optimización, ésta alternativa de procesamiento es la más indicada. Sin embargo, se debe tener presente que para el procesamiento de los eventos adicionales seleccionados por el usuario será necesario realizar obligatoriamente el ingreso de una política de corte de carga (datos de corte de carga correspondiente a la ocurrencia de una contingencia seleccionada).

4.3 Estructura del Programa.

Las herramientas de programación así como el entorno de funcionamiento del programa TRANSREL, son representados con el siguiente esquema :

FIGURA 4.1 : HERRAMIENTAS DE DESARROLLO UTILIZADOS EN EL PROGRAMA TRANSREL



Para mostrar la estructura del programa se hará uso de diagramas de flujo, correspondiente a los siguientes casos :

La Figura 4.2 muestra una visión general del programa desarrollado.

La Figura 4.3 extiende el desarrollo de los tipos de procesamiento, así como de la opción de selección para el rechazo de carga.

La Figura 4.4 extiende el desarrollo de las acciones correctivas relacionados a las opciones de selección para el rechazo de carga.

La Figura 4.5 extiende los pasos considerados para evaluar los eventos adicionales seleccionados por el usuario, para el caso de un procesamiento mezclado.

FIGURA 4.2 : DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROGRAMA

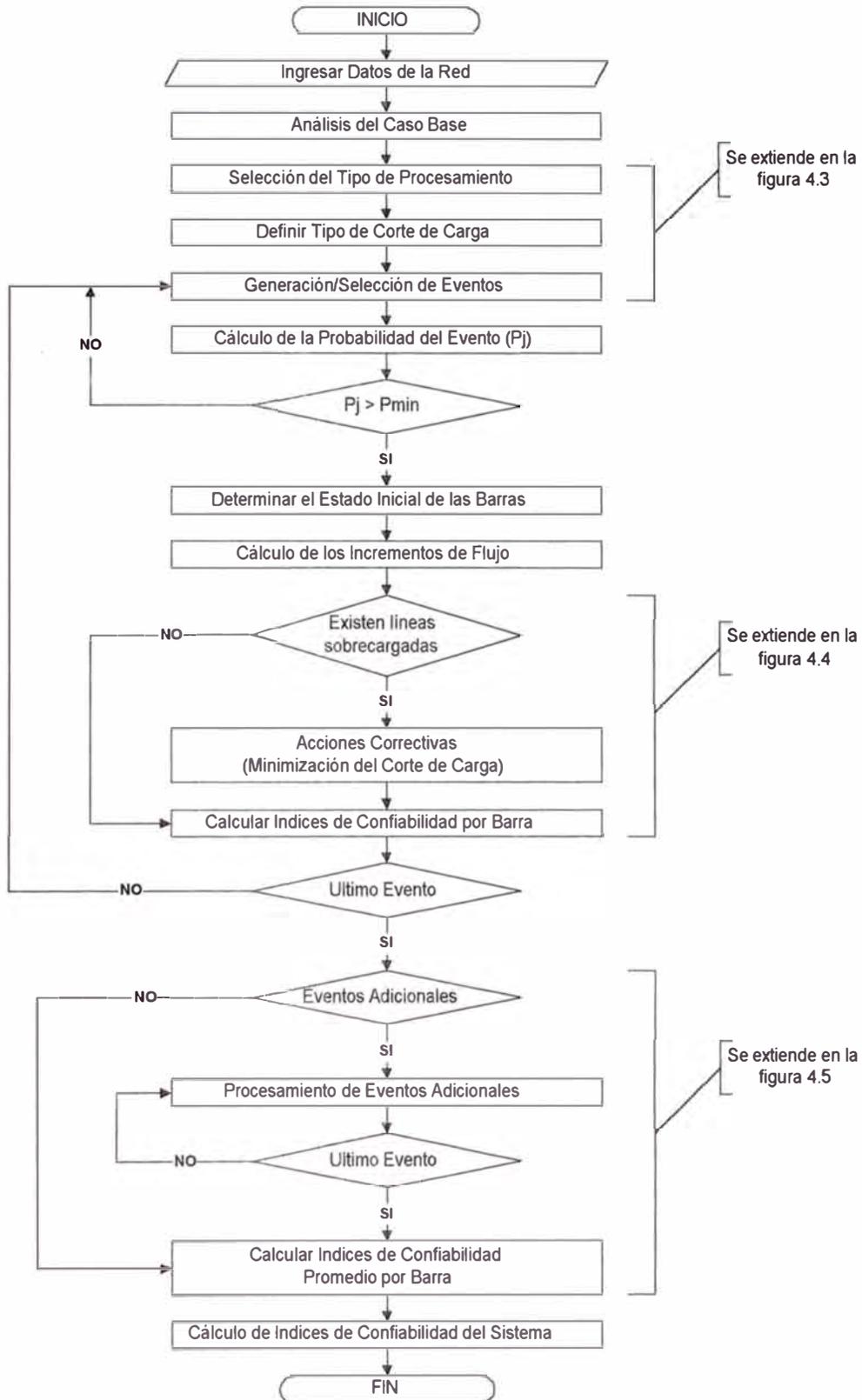


FIGURA 4.3 : DIAGRAMA DE FLUJO - TIPOS DE PROCESAMIENTO

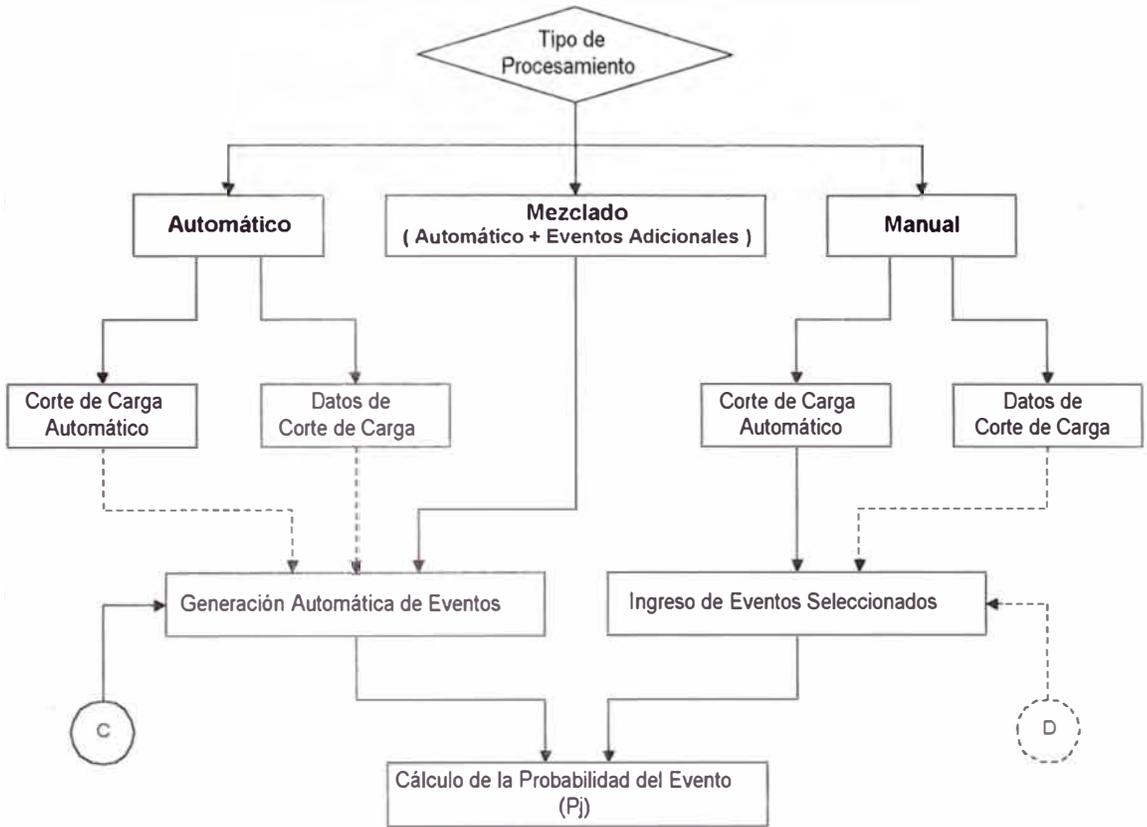


FIGURA 4.4 : DIAGRAMA DE FLUJO - ACCIONES CORRECTIVAS

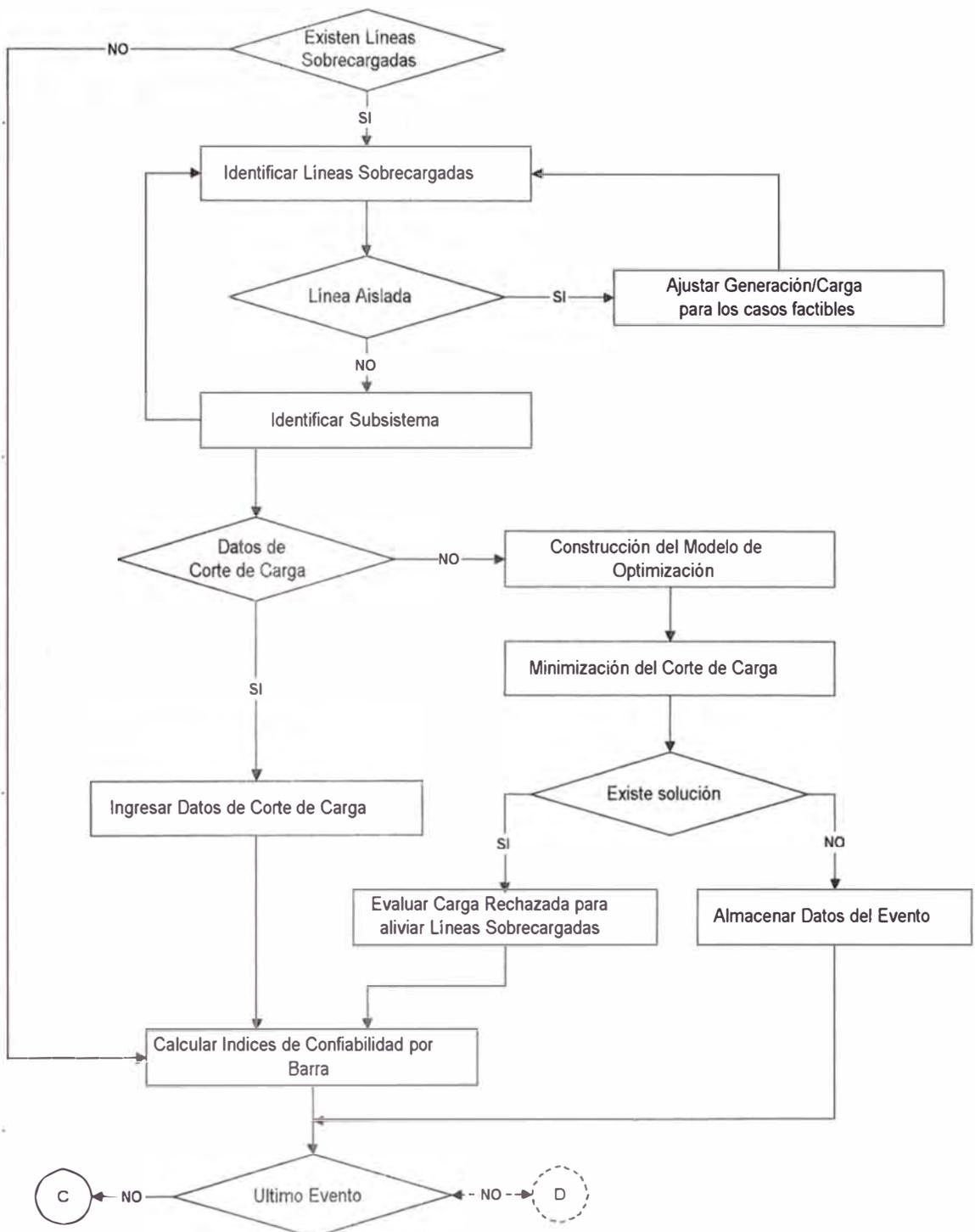
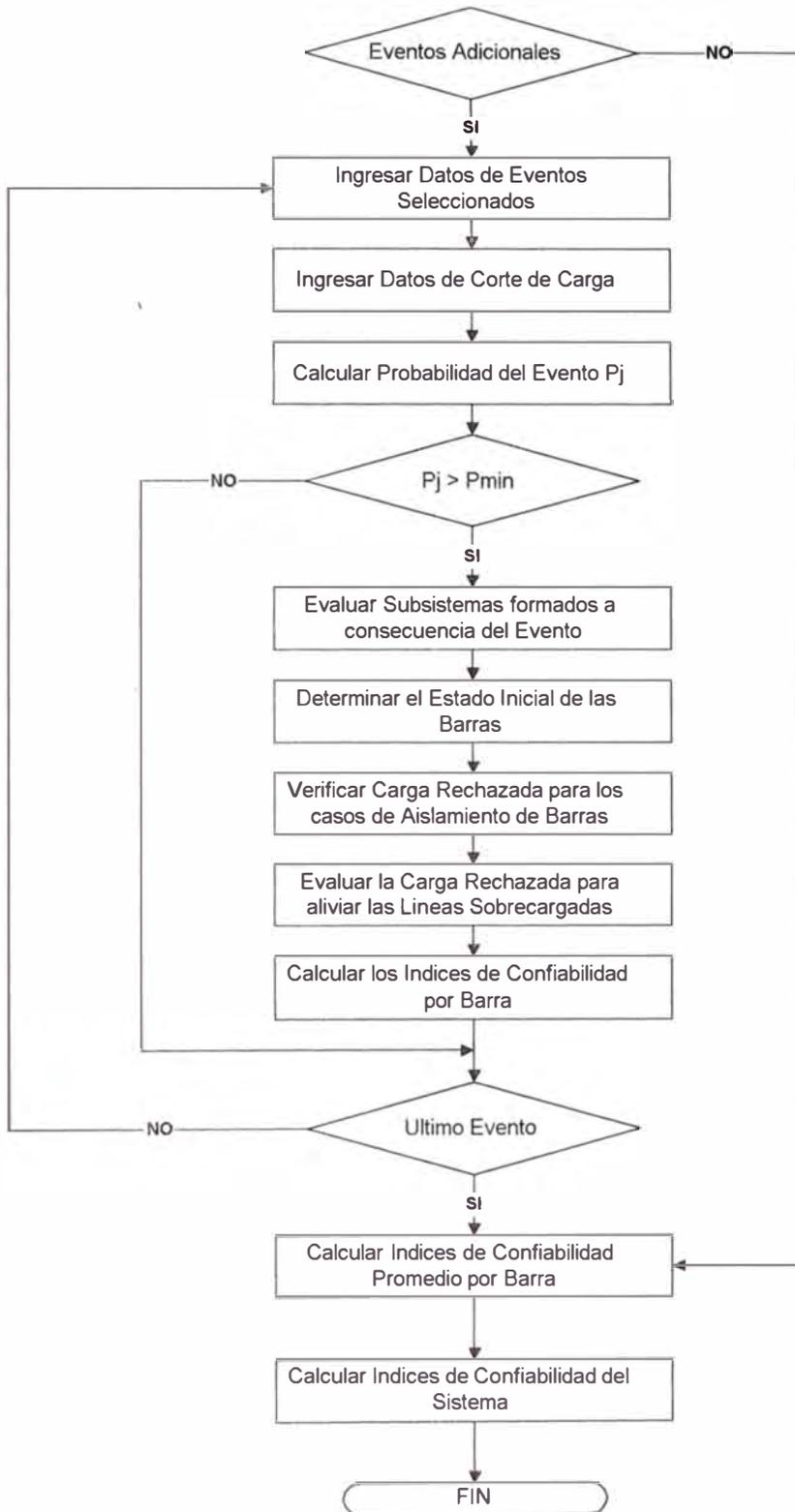


FIGURA 4.5 : DIAGRAMA DE FLUJO - PROCESAMIENTO MEZCLADO
 (Procesamiento de Eventos Adicionales : Para los casos de fallas de optimización y/o eventos seleccionados de orden superior)



CAPITULO V

VALIDACIÓN DEL MÉTODO IMPLEMENTADO

5.1 Sistema de Prueba.

La metodología de cálculo propuesta así como el modelo desarrollado serán validados, utilizando un sistema de prueba implementado en la Referencia [24], denominado Red Enmallada SP-2.

En este sentido, para tener un ámbito adecuado de comparación, es necesario analizar los principales conceptos aplicados en la Referencia :

- 1) El autor desarrolla un modelo que permite implementar una herramienta de evaluación de confiabilidad (basado en un método de simulación de Monte Carlo no secuencial) considerando entre otros elementos, la incidencia de las zonas funcionales (generación y transmisión) sobre el desempeño del sistema, medido en términos de la capacidad de éste para abastecer la demanda conectada.
- 2) La metodología propuesta, hace factible conocer :
 - a) Los índices de desempeño del sistema eléctrico como conjunto y desagregado por barra; y
 - b) Los índices asociados a cada sector involucrado (generación y transmisión) así como los índices de desempeño compuestos que corresponden a aquellos que no son explicados por cada uno de los sectores, sino por la interacción de las partes.

3) Los índices de confiabilidad que se calculan, tanto para el sistema como para las barras son los siguientes :

- Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP)
- Esperanza de Pérdida de Carga (LOLE)
- Valor Esperado de Potencia No Suministrada (EPNS)
- Valor Esperado de la Energía No Suministrada (EENS)

Estableciéndose la siguiente relación matemática

$$\text{LOLP} = \text{LOLE} * T \quad \text{y} \quad \text{EENS} = \text{EPNS} * T \quad (5.1)$$

Donde :

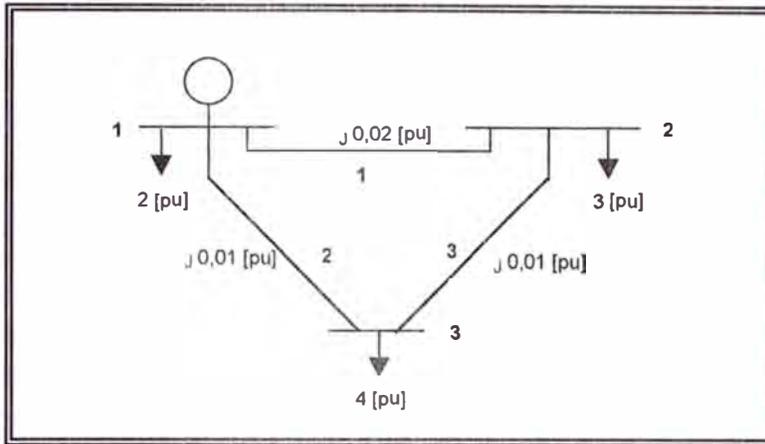
T = Periodo de estudio, típicamente igual a un año (8760 horas)

4) El autor realiza la validación de su modelo de simulación, utilizando entre otros, el sistema de prueba SP-2 mostrado en la Figura 5.1.

Los índices calculados para el sistema y las barras, son comparados con los resultados obtenidos al utilizar la técnica analítica de enumeración de estados (E.E.) aplicados al sistema de transmisión y generación (esta característica nos permitirá, realizar un doble contraste de los resultados obtenidos mediante la aplicación del método implementado en el presente trabajo; en primer lugar con relación a los resultados de la técnica de enumeración de estados citado en la referencia y en segundo lugar con relación a los resultados del método de simulación de Monte Carlo no secuencial).

A continuación se presenta el sistema de prueba SP-2

FIGURA 5.1 : RED ENMALLADA SP-2



Los datos de parámetros correspondientes a los elementos de generación y transmisión se indican en las siguientes tablas :

TABLA 5.1 : PARÁMETROS DE LA UNIDAD DE GENERACIÓN DEL SP-2

G	B _G	G _m [pu]	G _M [pu]	MP _i [pu]	MP _f [pu]	MTTF [h]	MTTR [h]
01	1	0,00	11,00	0,00	0,00	9 000,00	1 000,00

Donde :

G : Generador

B_G : Barra de conexión del generador G

G_m : Generación Mínima

G_M : Generación Máxima

MP_i : Instante de inicio del mantenimiento programado

MP_f : Instante de finalización del mantenimiento programado

MTTF : Tiempo medio de disponibilidad

MTTR : Tiempo medio de indisponibilidad

TABLA 5.2 : PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS DEL SP-2

FROM	TO	R [pu]	X [pu]	F _M [pu]	MTTF [h]	MTTR [h]
1	2	0,00	0,02	5,00	900,00	100,00
1	3	0,00	0,01	5,00	900,00	100,00
2	3	0,00	0,01	2,00	700,00	300,00

Donde :

FROM : Barra de salida

TO : Barra de llegada

R : Resistencia

X : Reactancia

F_M : Flujo Máximo por la línea

MTTF : Tiempo medio de disponibilidad

MTTR : Tiempo medio de indisponibilidad

Se debe considerar que los parámetros de falla que deben ser ingresados al programa TRANSREL, son diferentes a los presentados en la Tabla 5.2, sin embargo a partir de estos datos se puede deducir los parámetros necesarios, tal como se muestra a continuación :

En la referencia, los valores de MTTF y MTTR para los componentes del sistema eléctrico, son utilizados para estimar una tasa de salida de servicio forzada (TSFO), que corresponde a la probabilidad de indisponibilidad de dicho componente en el largo plazo, mediante la siguiente ecuación :

$$TSFO = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} \quad (5.2)$$

Esta expresión, tiene su equivalente en la ecuación (A.11) presentado en el Anexo A :

$$U = \frac{r}{m + r} \quad (5.3)$$

Considerando la expresión anterior y adicionalmente la ecuación (A.12) del Anexo A, se puede establecer la siguiente relación para calcular las tasas de falla de los elementos :

$$\lambda = \mu \frac{U}{A} = \left(\frac{8760}{r} \right) \cdot \left(\frac{U}{1 - U} \right) \quad (5.4)$$

Por lo tanto, la Tabla 5.3 presenta, los parámetros de falla que serán ingresados al programa TRANSREL.

TABLA 5.3 : DATOS DE FALLA PARA LAS LÍNEAS DEL SISTEMA DE PRUEBA SP-2

FROM	TO	λ [f/año]	r [h]
1	2	9,73333	100
1	3	9,73333	100
2	3	12,51429	300

5.2 Contraste de Resultados - Caso Base de Validación.

Una vez definido nuestro sistema de prueba, podemos realizar la validación de la metodología propuesta en el presente trabajo; mediante el contraste de los resultados obtenidos con los resultados presentados en la referencia para el sector de transmisión.

Considerando que los datos del sistema de prueba, están disponibles en las tablas citadas en el ítem anterior, para realizar el procesamiento de datos se requiere adicionalmente establecer lo siguiente :

- Potencia base = 1 MVA
- Nivel de tensión en barras = 110 kV
- Información de Barras :

Barra	Tipo de Barra	Importancia de Carga
1	2	0
2	1	3 (Importante)
3	1	3 (Importante)

- Condiciones de Procesamiento :
 - Probabilidad Mínima = 0,0
 - Periodo de Evaluación = Anual
 - Eventos = Primer y Segundo Orden
 - Corte de Carga = Automatizado
- Datos en Barras de Carga :
 - Niveles de Carga por Barra = 1
 - Porcentaje asociado a cada nivel = 100%

Con estas condiciones, realizamos el procesamiento respectivo y de las salidas entregadas por el Programa TRANSREL, seleccionaremos aquellos que nos permitan realizar el contraste de resultados

TABLA 5.4 : REPORTE INICIAL DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD Y PARÁMETROS POR EVENTO (entregado por TRANSREL)

ÍNDICES DE CONFIABILIDAD POR BARRA						
BAR	Qk	Fk	NLck	ELck	EENSk	EDLck
1	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
2	.09699996	11.65079000	11.65079000	28.03199000	1997.28000000	849.71970000
3	.09699996	11.65079000	11.65079000	32.76239000	2295.11900000	849.71970000

Leyenda :

SIGLA	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD	UNIDAD
Qk	- Probability of Failure	Fallas/año
Fk	- Frequency of Failure	
NLck	- Expected Number of Load Curtailments	MW
ELck	- Expected Load Curtailed	
EENSk	- Expected Energy Not Supplied	MWh
EDLck	- Expected Duration of Load Curtailment	Horas

ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA			
BPII	BPSA	BPECI	MBPECI
8.68491200	2.60902300	613.19980000	.06999999

Leyenda :

SIGLA	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD	UNIDAD
BPII	- Bulk Power Interruption Index	MW/MW-año
BPSA	- Bulk Power Supply Average MW curtailment / disturbance	MW/evento
BPECI	- Bulk Power Energy Curtailment Index	MWh/MW-año
MBPECI	- Modified Bulk Power Energy Curtailment Index	

PARAMETROS DEL EVENTO						
Nro.	Pj	Fj	Dkj	CORTE DE CARGA EN BARRAS (MW)		
				1	2	3
1	.0629999700	6.9203970000	79.7468300000	.0000	2.0000	.0000
2	.0629999700	6.9203970000	79.7468300000	.0000	.0000	2.0000
3	.2430001000	11.8260000000	180.0000000000	.0000	.0000	.0000
4	.0069999940	1.3139990000	46.6666600000	.0000	3.0000	4.0000
5	.0270000000	3.4163990000	69.2307700000	.0000	3.0000	.0000
6	.0270000000	3.4163990000	69.2307700000	.0000	.0000	4.0000

Como se mencionó anteriormente, en el estudio de la referencia, se calculan los índices de confiabilidad globales relacionados con el sistema compuesto, posteriormente se llega a establecer las contribuciones reales que realizan las zonas funcionales (generación y transmisión) a los índices de confiabilidad del sistema y las barras, por lo tanto se presentan los índices de confiabilidad asociados a la transmisión y generación.

De acuerdo con nuestro objetivo de validación, utilizaremos los resultados correspondientes al sistema de transmisión del sistema de prueba SP-2, los cuales son presentados en la siguiente tabla.

TABLA 5.5 : RESUMEN DE RESULTADOS DE LA REFERENCIA [24]
(PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE SP-2)

Índice Anual de Confiabilidad	LOLP			EPNS [pu]		
	E.E.	Modelo SMCNS	Diferencia [%]	E.E.	Modelo SMCNS	Diferencia [%]
Sistema	0,1805	0,1794	0,6	0,5017	0,4813	4,1
Barra 1	0,0000	0,0000	0,0	0,0000	0,0000	0,0
Barra 2	0,0919	0,0942	2,5	0,2189	0,2231	1,9
Barra 3	0,0982	0,0944	3,9	0,2774	0,2582	6,9

E.E. = Técnica de Enumeración de Estados
Modelo SMCNS = Simulación de Monte Carlo No Secuencial

Para contrastar el valor de los índices de confiabilidad, es necesario identificar los índices LOLP y EPNS a partir del reporte inicial del programa TRANSREL :

- a) Para el caso de las barras, dado que LOLP es definido como la Probabilidad de Pérdida de Carga, su equivalente en el programa desarrollado es Q_k (Probabilidad de Falla).

Barra	LOLPk
1	0,0000
2	0,9699
3	0,9699

- b) El valor equivalente para el índice LOLP del sistema, puede ser hallado por la sumatoria de la Probabilidades de los eventos en los que existe un Corte de Carga, es decir, donde se produce una falla (Ver Pj en el reporte de Parámetros del Evento).

No Evento	Pj
1	0,062999
2	0,062999
4	0,006999
5	0,027000
6	0,027000
LOLP	0,186997

- c) En los reportes de TRANSREL se puede encontrar el índice EENSk definido como el Valor Esperado de Energía No Suministrada, similar al indicado en la referencia y de acuerdo a la ecuación (5.1), se establece :

$$EPNSk = EENSk / 8760 \quad (5.5)$$

Barra	EENSk	EPNSk
1	0,0000	0,0000
2	1997,28	0,2280
3	2295,119	0,2619

- d) Para evaluar el valor de EPNS para el sistema, solo es necesario realizar la sumatoria de los índices correspondientes a cada estado :

$$EPNS = \sum EPNSk \quad (5.6)$$

Barra	EPNSk
1	0,0000
2	0,2280
3	0,2619
EPNS	0,4899

A partir de las consideraciones anteriores, se elabora las siguientes tablas de comparación :

TABLA 5.6 : CONTRASTE DE RESULTADOS CON LA TÉCNICA DE ENUMERACIÓN DE ESTADOS (E.E.)

Índice Anual de Confiabilidad	LOLP			EPNS [pu]		
	E.E.	Modelo TRANSREL	Diferencia [%]	E.E.	Modelo TRANSREL	Diferencia [%]
Sistema	0,1805	0,18699	3,6	0,5017	0,4899	2,4
Barra 1	0,0000	0,00000	0,0	0,0000	0,0000	0,0
Barra 2	0,0919	0,09699	5,5	0,2189	0,2280	4,2
Barra 3	0,0982	0,09699	1,2	0,2774	0,2619	5,6

TABLA 5.7 : CONTRASTE DE RESULTADOS CON EL MODELO DE SIMULACIÓN DE MONTE CARLO NO SECUENCIAL (SMCNS)

Índice Anual de Confiabilidad	LOLP			EPNS [pu]		
	Modelo SMCNS	Modelo TRANSREL	Diferencia [%]	Modelo SMCNS	Modelo TRANSREL	Diferencia [%]
Sistema	0,1794	0,18699	4,2	0,4813	0,4899	1,8
Barra 1	0,0000	0,00000	0,0	0,0000	0,0000	0,0
Barra 2	0,0942	0,09699	2,9	0,2231	0,2280	2,2
Barra 3	0,0944	0,09699	2,7	0,2582	0,2619	1,4

De las Tablas 5.6 y 5.7 se puede apreciar que la metodología propuesta presenta diferencias menores en relación a resultados obtenidos con otros métodos analíticos y probabilísticos.

5.3 Evaluación de los Índices LOLP y EPNS.

Considerando lo tratado en el ítem anterior y con el objetivo de extender los índices entregados por el programa TRANSREL, se implementará la evaluación de los índices de confiabilidad LOLP y EPNS a partir de las siguientes definiciones, establecidas en relación a la teoría del Anexo D :

a) Probabilidad de Pérdida de Carga para el sistema

$$LOLP = \sum_k \sum_{j \in x,y} P_j \quad (5.7)$$

Donde :

- $j \in x$ incluye todas las contingencias que resultan en sobrecargas de la línea, los cuales son aliviados por el corte de carga en la barra k.
- $j \in y$ incluye todas las contingencias que resultan en un aislamiento de la barra k.
- P_j es la probabilidad de existencia de la salida j.

b) Valor Esperado de Potencia No Suministrada para las barras

$$EPNS_k = \sum_{j \in x,y} L_{kj} P_j \quad (5.8)$$

Donde:

L_{kj} es la carga cortada en la barra k para aliviar la sobrecarga en las líneas o la carga no suministrada en una barra aislada k debido a la contingencia j.

c) Valor Esperado de Potencia No Suministrada para el sistema

$$EPNS = \sum_k \sum_{j \in x,y} L_{kj} P_j \quad (5.9)$$

Por lo tanto, el nuevo reporte de índices de confiabilidad en TRANSREL tiene la siguiente característica :

TABLA 5.8 : NUEVO REPORTE DE ÍNDICES DE TRANSREL

ÍNDICES DE CONFIABILIDAD POR BARRA							
BAR	Qk	Fk	NLck	ELck	EPNSk	EENSk	EDLck
1	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
2	.09699996	11.65079000	11.65079000	28.03199000	.22800000	1997.28000000	849.71970000
3	.09699996	11.65079000	11.65079000	32.76239000	.26199990	2295.11900000	849.71970000
ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA							
BPII	BPSA	BPECI	MBPECI	LOLP	EPNS		
8.68491200	2.60902300	613.19980000	.06999999	.18699990	.48999990		

5.4 Características de Entradas y Salidas del Programa TRANSREL.

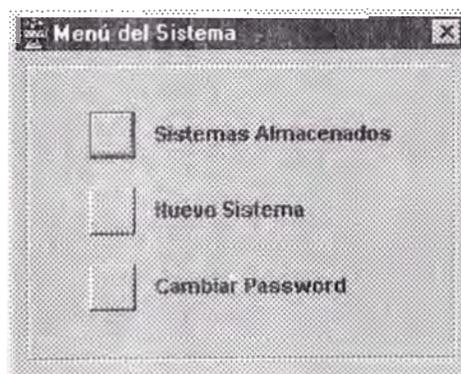
La pantalla principal de ingreso al programa, valida la contraseña de los usuarios.

FIGURA 5.2 : INGRESO AL PROGRAMA



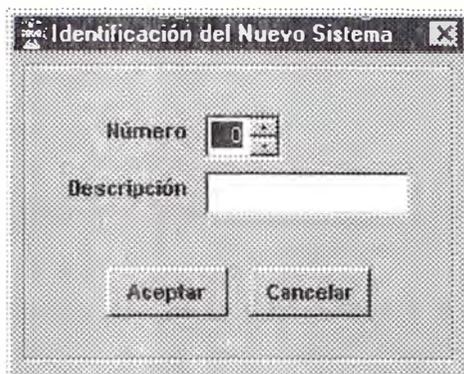
El Programa TRANSREL, permite procesar datos de sistemas eléctricos anteriormente almacenados o ingresar datos de nuevos sistemas

FIGURA 5.3 : SELECCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO



Cada sistema eléctrico nuevo es almacenado, mediante un número y una descripción de identificación.

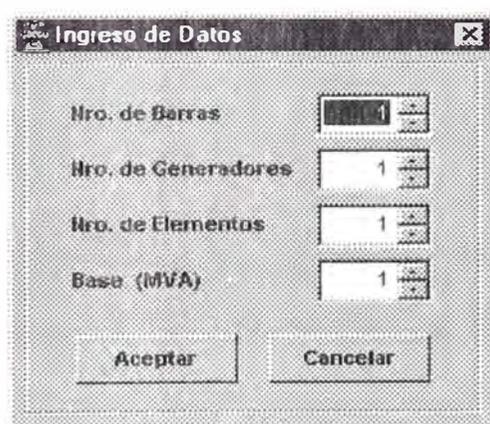
FIGURA 5.4 : IDENTIFICACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO



The screenshot shows a dialog box titled "Identificación del Nuevo Sistema". It contains two input fields: "Número" with a spinner control showing the value "0", and "Descripción" with a text box. At the bottom, there are two buttons: "Aceptar" and "Cancelar".

Todos los sistemas eléctricos registrados, requieren de los siguientes datos iniciales : Nro. de Barras, Nro. de Generadores y Nro. de Elementos (Líneas, Transformadores, etc.). Adicionalmente, para trabajar con valores en p.u. se requiere ingresar la Potencia Base en MVA.

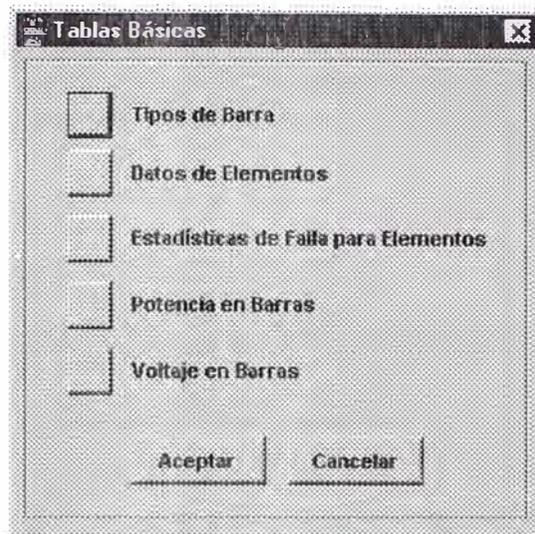
FIGURA 5.5 : DATOS INICIALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO



The screenshot shows a dialog box titled "Ingreso de Datos". It contains four input fields: "Nro. de Barras" with a spinner control showing "1", "Nro. de Generadores" with a text box showing "1", "Nro. de Elementos" with a text box showing "1", and "Base (MVA)" with a text box showing "1". At the bottom, there are two buttons: "Aceptar" and "Cancelar".

Las tablas de datos que deben ser ingresados para cada sistema eléctrico, es mostrado en la siguiente pantalla.

FIGURA 5.6 : TABLAS BÁSICAS DE DATOS



En relación a las barras de un sistema eléctrico, estos deben ser numerados de manera correlativa y clasificados según los 3 tipos de barras siguientes : Generación, Carga y Otros.

IMPORTANTE : El programa TRANSREL adopta por defecto a la barra 1 como de tipo generación y como la barra de referencia para el flujo DC.

Por otro lado, para las barras de tipo carga, es necesario asignar un nivel de importancia, correspondiente a la siguiente clasificación :

(1) No Importante , (2) Poco Importante, (3) Importante, (4) Muy Importante

El formulario para el ingreso de los datos de barra, es mostrado a continuación :

FIGURA 5.7 : INGRESO DE TIPOS DE BARRA

Nro. de Barra	Tipo de Barra	Nivel de Importancia para Barra de Carga
01	2	0
02	2	0
03	1	3
04	1	3
05	1	3

Nro. de Barra: Tipo de Barra: Nivel de Importancia para Barra de Carga: Sistema:

En relación a los datos correspondientes a elementos del sistema eléctrico, (Líneas, Transformadores, etc.) es necesario considerar los siguiente

Los elementos del sistema eléctrico, deben ser identificados mediante una enumeración correlativa.

El origen y llegada, se refieren a las barras que se encuentran conectados al elemento del sistema eléctrico. Por lo tanto, en estas casillas se deben ingresar los números de identificación para las barras.

Los valores correspondientes a la resistencia, reactancia y admitancia deben ser ingresados en p.u.

La potencia máxima, es la capacidad máxima en MVA del elemento del sistema eléctrico.

Los datos correspondientes a los elementos del sistema eléctrico deben ser ingresados mediante la siguiente pantalla

FIGURA 5.8 : INGRESO DE DATOS DE LOS ELEMENTOS

Nro.	Origen	Llegada	Resistencia	Reactancia	Admitancia	Potencia Máxima
01	1	3	0.0342	0.180	0.0212	71.25
02	2	4	0.1140	0.600	0.0704	71.25
03	1	2	0.0912	0.480	0.0564	71.25
04	3	4	0.0228	0.12	0.0142	71.25
05	3	5	0.0228	0.12	0.0142	71.25
06	1	3	0.0342	0.18	0.0212	71.25

Nro.	Origen	Llegada	Resistencia (p.u.)	Reactancia (p.u.)	Admitancia (p.u.)	Potencia Máxima (MVA)	Sistema
01							

Para realizar los estudios de confiabilidad se requieren los siguientes datos estadísticos de falla para todos los elementos del sistema eléctrico : Tasa de Falla y Tiempo Medio de Indisponibilidad (Tiempo Medio de Reparación o Duración Media de Falla).

FIGURA 5.9 : ESTADÍSTICA DE FALLAS PARA LOS ELEMENTOS

Nro.	Tasa de Falla	Tiempo Medio de Indisponibilidad
01	1.5	10
02	5.0	10
03	4.0	10
04	1.0	10
05	1.0	10
06	1.5	10

Nro.	Tasa de Falla (fallas/año)	MTTR : Tiempo Medio de indisponibilidad (horas)	Sistema
01			02

Para cada barra del sistema eléctrico, se debe ingresar los datos de potencia activa (MVA) y potencia reactiva (MVAR) correspondientes a la generación y/o carga.

FIGURA 5.10 : DATOS DE POTENCIA EN BARRAS

Nro. Barra	Potencia Activa de Generación	Potencia Reactiva de Generación	Potencia Activa de Carga	Potencia Reactiva de Carga
01	0.0	0.0	0.0	0.0
02	110.0	0.0	20.0	0.0
03	0.0	0.0	85.0	0.0
04	0.0	0.0	40.0	0.0
05	0.0	0.0	10.0	0.0

Nro. Barra: Potencia Activa de Generación (MVA):
 Potencia Reactiva de Generación (MVAR): Potencia Activa de Carga (MVA):
 Potencia Reactiva de Carga (MVAR): Nro. Sistema:

Finalmente, se debe ingresar el nivel de tensión (kV) correspondiente a las barras del sistema eléctrico :

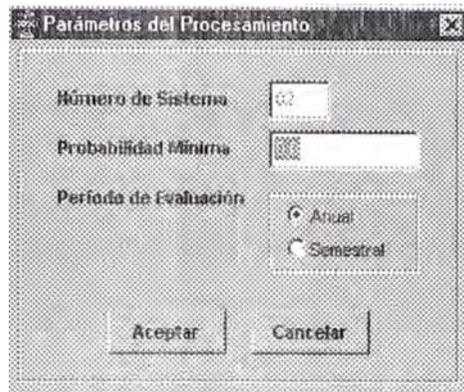
FIGURA 5.11 : DATOS DE NIVEL DE TENSIÓN EN BARRAS

Nro. de Barra	Nivel de Tensión
01	110.0
02	110.0
03	110.0
04	110.0
05	110.0

Nro. de Barra: Nivel de Tensión (kV):
 Sistema:

Una vez concluido el ingreso de los datos correspondientes al sistema eléctrico en estudio, se debe establecer los parámetros del procesamiento.

FIGURA 5.12 : INGRESO DE PARÁMETROS PARA EL PROCESAMIENTO



OBSERVACIONES

- Todos los eventos de un sistema eléctrico tienen una probabilidad de ocurrencia, por lo tanto se puede hacer uso de un criterio probabilístico (establecer la probabilidad mínima), de manera que solo serán considerados los eventos que superen esta condición mínima establecida.
- El período de evaluación corresponde al período considerado para calcular los índices de confiabilidad, por defecto se considera valores anualizados para los índices.

El próximo paso será seleccionar el Tipo de Procesamiento : Automatizado, Mezclado y Eventos Seleccionados.

- En el Procesamiento Automatizado considera la generación automática de los eventos de primer o segundo orden.

El Procesamiento de Eventos Seleccionados, permite ingresar los eventos seleccionados por el usuario.

- El Procesamiento Mezclado consiste en realizar un procesamiento automatizado y adicionalmente un procesamiento de eventos adicionales ingresados por el usuario.

PROCESAMIENTO AUTOMATIZADO

En el caso de seleccionar un tipo de procesamiento automatizado, solo es necesario seleccionar la profundidad de las contingencias (orden máximo para los eventos) a ser considerados.

FIGURA 5.13 : SELECCIÓN DE UN PROCESAMIENTO AUTOMATIZADO

The image shows a dialog box titled "Tipo de Procesamiento" with three radio button options: "Automatizado", "Mezclado", and "Eventos Seleccionados". The "Automatizado" option is selected. Under "Automatizado", there is a label "Máx. Orden del Evento - Automatizado" and two radio buttons for "1" and "2", with "2" selected. To the right, there is a "Sistema IP" field with the value "02". Under "Mezclado", there is a label "Máx. Orden del Evento - Automatizado" with radio buttons for "1" and "2", and a label "Máx. Orden del Evento - Seleccionado" with a numeric input field "Orden Máximo" containing "1" and a label "N° de Eventos Adicionales" with a numeric input field containing "2". Under "Eventos Seleccionados", there is a label "Máx. Orden del Evento - Seleccionado" with radio buttons for "1" and "2", and a label "Orden Máximo" with a numeric input field containing "1" and a label "N° de Eventos Adicionales" with a numeric input field containing "2". At the bottom right, there are "Aceptar" and "Cancelar" buttons.

Para un tipo de procesamiento automatizado, se puede seleccionar entre un corte de carga automatizado o el ingreso de datos correspondiente a una política de corte de carga :

FIGURA 5.14 : SELECCIÓN DEL TIPO DE RECHAZO DE CARGA

The dialog box titled "Tipo de Rechazo de Carga" contains the following elements:

- A text field labeled "Sistema N°" containing the value "02".
- A section titled "Rechazo de Carga" with two radio buttons:
 - Automatizado
 - Por Ingreso de Datos
- Two buttons on the right: "Aceptar" and "Cancelar".

CORTE DE CARGA AUTOMATIZADO

Esta opción corresponde al uso del modelo de minimización para los cortes de carga, por lo tanto se requiere ingresar los siguientes datos :

a) Niveles mínimo y máximo correspondientes a las barras de generación :

FIGURA 5.15 : INGRESO DE LOS LÍMITES DE GENERACIÓN

The dialog box titled "Límites de Generación" contains the following elements:

Barra de Generación	Potencia Activa de Generación Mínima	Potencia Activa de Generación Máxima
01	20.0	80.0
02	5.0	110.0

Below the table, there are four input fields:

- Barra de Generación: []
- Potencia Activa de Generación Mínima (MVA): []
- Potencia Activa de Generación Máxima (MVA): []
- Nro. Sistema: []

b) Número de Niveles considerados para las Cargas, con el respectivo porcentaje de carga asociado a cada Nivel.

El número máximo de niveles para las cargas es cinco (5)

FIGURA 5.16 : INGRESO DE NIVELES DE CARGA POR BARRA

The screenshot shows a dialog box titled "Datos para Optimizar Rechazo de Carga". It has the following fields and controls:

- Nro. de Niveles de Carga por Barra:** Input field with the value "3".
- Sistema IP:** Input field with the value "02".
- % Asociado a Cada Nivel de Carga (0 - 100):** A section containing three input fields:
 - % Asociado al Nivel de Carga 1:** Input field with the value "20".
 - % Asociado al Nivel de Carga 2:** Input field with the value "20".
 - % Asociado al Nivel de Carga 3:** Input field with the value "60".
- Buttons:** "Aceptar" and "Cancelar" buttons are located on the right side of the dialog.

INGRESO DE DATOS PARA UNA POLITICA DE CORTE DE CARGA

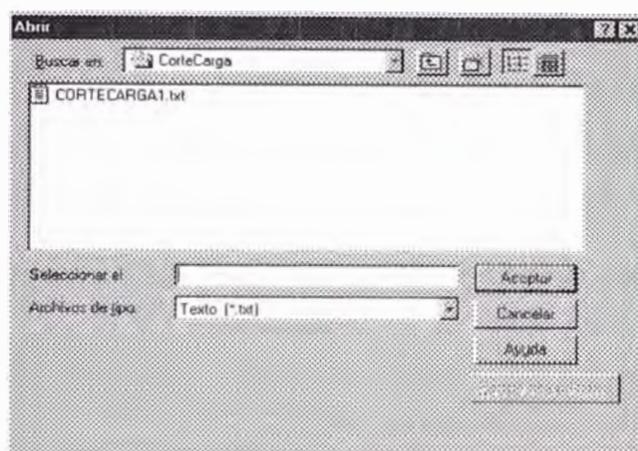
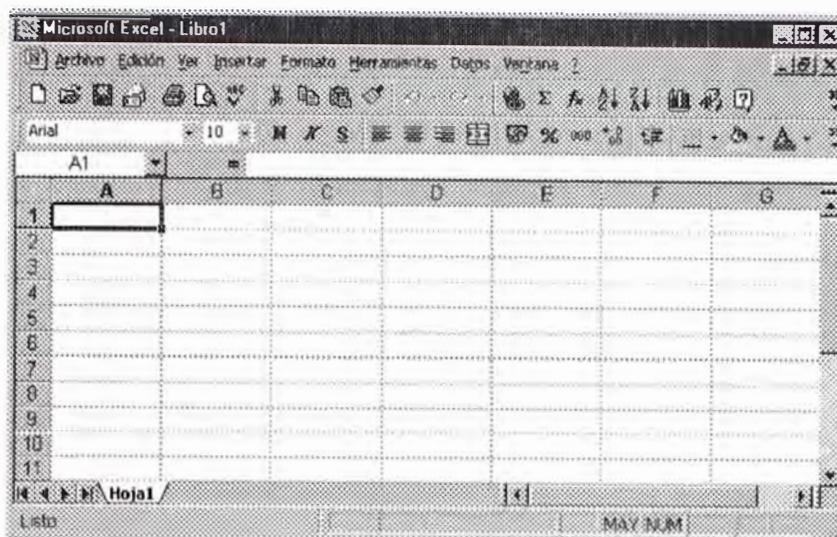
El Ingreso de una Política de Corte de Carga puede ser implementado en una Hoja Excel. Los datos de la Hoja Excel deben ser guardados como una hoja de texto bajo el formato ***.txt** , esto para permitir su lectura por el programa.

FIGURA 5.17 : OPCIONES PARA INGRESAR LOS CORTES DE CARGA

The screenshot shows a dialog box titled "Datos de Corte de Carga". It has the following elements:

- Buttons:** "Visualizar Hoja de Cálculo" and "Seleccionar Archivo *.Txt" are located on the left side.
- Input Fields:** Two empty input fields are positioned to the right of the buttons above.
- Bottom Buttons:** "Aceptar" and "Cancelar" buttons are located at the bottom center of the dialog.

FIGURA 5.18 : INGRESO DE DATOS DE CORTE DE CARGA



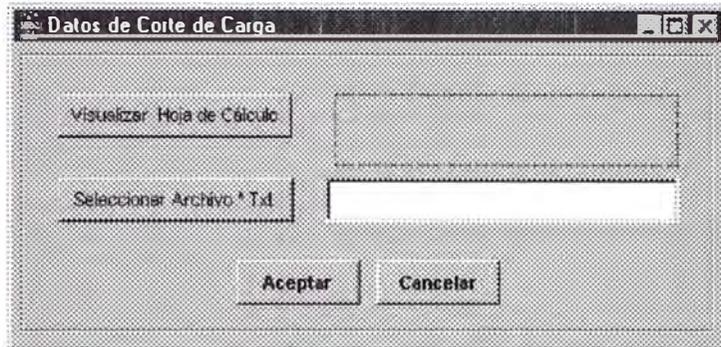
PROCESAMIENTO MEZCLADO

Dado que este tipo de procesamiento consta de dos partes, Procesamiento Automático más Procesamiento de Eventos Seleccionados adicionales, se requiere ingresar los siguientes datos

- El máximo orden para los eventos del procesamiento automatizado.
- El máximo orden para los eventos adicionales seleccionados.
- El número total de eventos adicionales seleccionados a ser procesados.

Para el caso de los eventos adicionales seleccionados, se debe ingresar los datos de corte de carga, haciendo uso de una hoja Excel y guardando el archivo con un formato de texto.

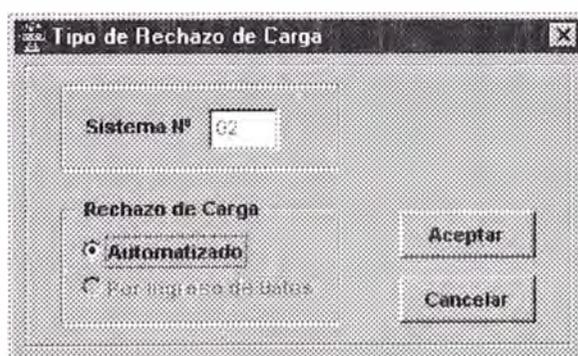
FIGURA 5.21 : INGRESO DE DATOS DE CORTES DE CARGA



En el tipo de Procesamiento Mezclado, para la parte del Procesamiento Automatizado, se debe considerar los siguientes datos :

- a) Se toma por defecto un Rechazo de Carga Automatizado

FIGURA 5.22 : RECHAZO DE CARGA AUTOMATIZADO



- b) Se deben ingresar los niveles de generación mínima y máxima en las barras

FIGURA 5.23 : INGRESO DE LOS LÍMITES DE GENERACIÓN

Barra de Generación	Potencia Activa de Generación Mínima	Potencia Activa de Generación Máxima
01	20.0	80.0
02	5.0	110.0

Barra de Generación: 01 Potencia Activa de Generación Mínima (MVA): 20.0 Potencia Activa de Generación Máxima (MVA): 80.0

Hro. Sistema: 00

- c) El Número de Niveles de Carga y el Porcentaje de Carga asociado a cada Nivel.

FIGURA 5.24 : INGRESO DE LOS NIVELES DE CARGA POR BARRA

Hro. de Niveles de Carga por Barra: 2 Sistema IP: 00

% Asociado a Cada Nivel de Carga (0 - 100)

% Asociado al Nivel de Carga 1: 40

% Asociado al Nivel de Carga 2: 60

Aceptar

Cancelar

PROCESAMIENTO DE EVENTOS SELECCIONADOS

Para realizar este tipo de procesamiento, es necesario ingresar el máximo orden para los eventos y el número total de eventos seleccionados.

FIGURA 5.25 : SELECCIÓN DEL PROCESAMIENTO MANUAL

The dialog box 'Tipo de Procesamiento' contains three radio button options: 'Automatizado', 'Mezclado', and 'Eventos Seleccionados'. The 'Eventos Seleccionados' option is selected. Under 'Automatizado', there are radio buttons for '1' and '2'. Under 'Mezclado', there are radio buttons for '1' and '2', and input fields for 'Orden Máximo' and 'Nº de Eventos Adicionales'. Under 'Eventos Seleccionados', there are input fields for 'Orden Máximo' (value: 2) and 'Nº de Eventos Adicionales' (value: 15). Buttons for 'Aceptar' and 'Cancelar' are at the bottom right.

Los Eventos Seleccionados deben ser ingresados haciendo uso del siguiente formulario

FIGURA 5.26 : INGRESO DE EVENTOS SELECCIONADOS

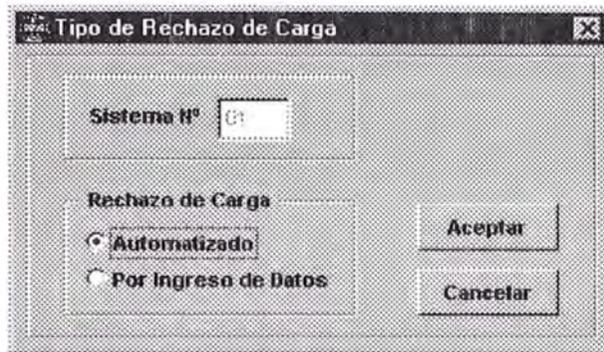
The 'Eventos Seleccionados' form displays a table with the following data:

Nro. Evento	Orden Evento	Elemento 1	Elemento 2	Elemento 3	Elemento 4	Elemento 5
0001	1	1	0	0	0	0
0002	1	2	0	0	0	0
0003	1	3	0	0	0	0
0004	1	4	0	0	0	0
0005	1	5	0	0	0	0
0006	2	1	2	0	0	0
0007	2	1	3	0	0	0
0008	2	1	4	0	0	0
0009	2	1	5	0	0	0
0010	2	2	3	0	0	0
0011	2	2	4	0	0	0
0012	2	2	5	0	0	0
0013	2	3	4	0	0	0

Below the table, there are input fields for 'Nro. Evento', 'Orden Evento', 'Elemento 1', 'Elemento 2', 'Elemento 3', 'Elemento 4', 'Elemento 5', and 'Sistema'.

En un Tipo de Procesamiento de Eventos Seleccionados, el usuario puede elegir entre un corte de carga automatizado o el ingreso de datos correspondiente a una política de corte de carga :

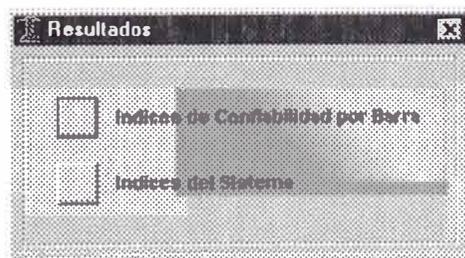
FIGURA 5.27 : SELECCIÓN DEL TIPO DE RECHAZO DE CARGA



SALIDAS DEL PROGRAMA TRANSREL

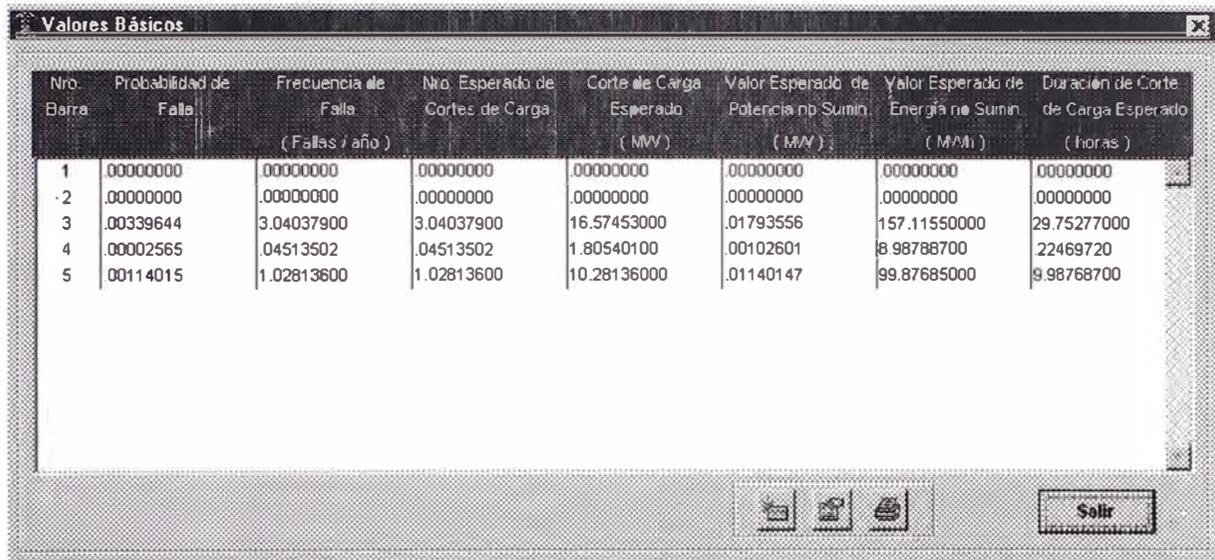
Después de realizar el procesamiento, el programa procede a entregar los índices de confiabilidad correspondiente al sistema de transmisión en estudio.

FIGURA 5.28 : ENTREGA DE RESULTADOS



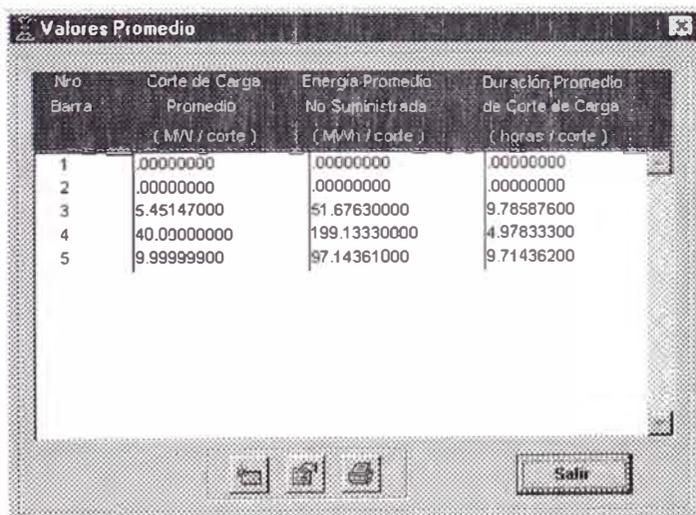
En relación a los Índices de Confiabilidad por Barra, se pueden observar los siguientes reportes :

FIGURA 5.29 : ÍNDICES DE CONFIABILIDAD POR BARRA
(VALORES BÁSICOS)



Nro. Barra	Probabilidad de Falla	Frecuencia de Falla (Fallos / año)	Nro. Esperado de Cortes de Carga	Corte de Carga Esperado (MW)	Valor Esperado de Potencia no Sumin. (MW)	Valor Esperado de Energía no Sumin. (MWh)	Duración de Corte de Carga Esperado (horas)
1	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
2	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
3	.00339644	3.04037900	3.04037900	16.57453000	.01793556	157.11550000	29.75277000
4	.00002565	.04513502	.04513502	1.80540100	.00102601	8.98788700	22469720
5	.00114015	1.02813600	1.02813600	10.28136000	.01140147	99.87685000	9.98768700

FIGURA 5.30 : ÍNDICES DE CONFIABILIDAD POR BARRA
(VALORES PROMEDIO)



Nro. Barra	Corte de Carga Promedio (MW / corte)	Energía Promedio No Suministrada (MWh / corte)	Duración Promedio de Corte de Carga (horas / corte)
1	.00000000	.00000000	.00000000
2	.00000000	.00000000	.00000000
3	5.45147000	51.67630000	9.78587600
4	40.00000000	199.13330000	4.97833300
5	9.99999900	97.14361000	9.71436200

FIGURA 5.31 : ÍNDICES DE CONFIABILIDAD POR BARRA
(VALORES BÁSICOS DE CORTE DE CARGA)

Nro Barra	Máximo Corte de Carga (MW)	Probabilidad	Evento				
			1	2	3	4	5
1	.00000000	.00000000	0	0			
2	.00000000	.00000000	0	0			
3	63.75003000	.00000289	1	6			
4	40.00000000	.00000962	1	2			
5	10.00000000	.00112347	5	0			

FIGURA 5.32 : ÍNDICES DE CONFIABILIDAD POR BARRA
(VALORES MÁXIMOS DE ENERGÍA CORTADA)

Nro Barra	Energía Cortada Máxima (MVA)	Probabilidad	Evento				
			1	2	3	4	5
1	.00000000	.00000000	0	0			
2	.00000000	.00000000	0	0			
3	316.76140000	.00000289	1	6			
4	199.14750000	.00000962	1	2			
5	98.53768000	.00112347	5	0			

FIGURA 5.33 : ÍNDICES DE CONFIABILIDAD POR BARRA

(VALORES MÁXIMOS DURACIÓN DE CORTE DE CARGA)

Nro. Barra	Máxima Duración de Corte de Carga (h)	Probabilidad	Eevento				
			1	2	3	4	5
1	.00000000	.00000000	0	0			
2	.00000000	.00000000	0	0			
3	9.85931300	.00168523	1	0			
4	4.97868700	.00000962	1	2			
5	9.85376800	.00112347	5	0			

FIGURA 5.34 : ÍNDICES DE CONFIABILIDAD POR BARRA

(VALORES POR AISLAMIENTO DE BARRAS)

Nro. Barra	Numero Esperado de Cortes de Carga	Valor Esperado de Corte de Carga (MWh)	Valor Esperado de Energía no Suministrada (MWh)	Duración Esperada de Corte de Carga (h)
1	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
2	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
3	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
4	.01128606	45144230	2.24695100	.05617378
5	1.02813600	10.28136000	99.87685000	9.98768700

Los Índices de Confiabilidad del Sistema, correspondientes a los valores básicos, valores promedios y valores máximos, son entregados en un formulario como el siguiente.

FIGURA 5.35 : ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA.

Índices del Sistema						
Valores Básicos						
Índice de Interrupción de Potencia (MWh/año)	Corte Esperado de Potencia / Disturbio (MW/año)	Índice de Corte de Energía (MWh/año)	Corte de Energía Sistema Modificado	Probabilidad de Pérdida de Carga	Valor Esperado de Potencia No Suministrada (MW)	
.21230590	6.96736400	1.97022400	.00022491	.00454299	.03036304	
Valores Promedios						
No de Cortes Promedio / Punto de Carga	Corte de Carga Prom. / Punto de Carga (MW)	Energía Cortada Prom. / Punto de Carga (MWh)	Duración Prom. de Corte de Carga / Punto de Carga (h)			
1.37121700	9.55376500	88.66009000	31.40684000			
Valores Máximos						
Máximo Corte de Carga del Sistema (MW)	Probabilidad	Evento				
63.75003000	.00000289	1	6			
Energía No Suministrada Max. del Sistema (MWh)	Probabilidad	Evento				
317.39130000	.00000289	1	2			





Salir

CAPITULO VI APLICACIONES DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA

6.1 Sistema Eléctrico de Cinco Barras SP-1.

Para realizar la primera aplicación del programa desarrollado, se utilizará un sistema de cinco barras tomado de la Referencia [7], cuyos parámetros se encuentran detallados en el Anexo E.

CASO 1 : Caso Base

Este caso de estudio, será la base para realizar el análisis de todos los demás casos presentados; por lo tanto, además de los parámetros se deben considerar los siguientes criterios de evaluación :

- Información de Barras :

Barra	Tipo de Barra	Importancia de Carga
1	2	0
2	2	0
3	1	3 (Importante)
4	1	3 (Importante)
5	1	3 (Importante)

- Datos en Barras de Carga :

Niveles de Carga por Barra = 1

Porcentaje asociado a cada nivel = 100%

- Condiciones de Procesamiento :

Probabilidad Mínima = 0,0

Periodo de Evaluación	= Anual
Eventos	= Primer y Segundo Orden
Corte de Carga	= Automatizado

Los resultados entregados por el programa TRANSREL, son mostrados a continuación :

TABLA 6.1 : ÍNDICES DE CONFIABILIDAD POR BARRA - CASO BASE (SISTEMA SP-1)

ÍNDICES DE CONFIABILIDAD POR BARRA							
BAR	Qk	Fk	NLck	ELck	EPNSk	EENSk	EDLck
1	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
2	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
3	.00339644	3.04037900	3.04037900	16.57453000	.01793556	157.11550000	29.75277000
4	.00002565	.04513502	.04513502	1.80540100	.00102601	8.98788700	.22469720
5	.00114015	1.02813600	1.02813600	10.28136000	.01140147	99.87685000	9.98768700

Leyenda :

SIGLA	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD	UNIDAD
Qk	- Probability of Failure	
Fk	- Frequency of Failure	Fallas/año
NLck	- Expected Number of Load Curtailments	
ELck	- Expected Load Curtailed	MW
EPNSk	- Expected Power Not Supplied	MW
EENSk	- Expected Energy Not Supplied	MWh
EDLck	- Expected Duration of Load Curtailment	Horas

TABLA 6.2 : ÍNDICES DE CONFIABILIDAD PARA EL SISTEMA SP-1 CASO BASE

ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA					
BPII	BPSA	BPECI	MBPECI	LOLP	EPNS
.21230590	6.96736400	1.97022400	.00022491	.00454299	.03036304

Leyenda :

SIGLA	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD	UNIDAD
BPII	- Bulk Power Interruption Index	MW/MW-año
BPSA	- Bulk Power Supply Average MW curtailment / disturbance	MW/evento
BPECI	- Bulk Power Energy Curtailment Index	MWh/MW-año
MBPECI	- Modified Bulk Power Energy Curtailment Index	
LOLP	- Loss of Load Expectation	
EPNS	- Expected Power Not Supplied	MW

6.1.1 Evaluación de proyectos – Variación de los índices.

En el sistema SP-1, considerando los resultados del caso base con seis líneas, se observarán las variaciones en los índices de confiabilidad, debido a la incorporación de nuevas líneas de transmisión.

CASO 2 : Adición de dos nuevas líneas de transmisión

Este caso de estudio corresponde a simular, la ejecución de los dos proyectos de líneas mostrados en el Anexo E, entre las barras 2 – 4 y 4 – 5 , los resultados entregados por el programa TRANSREL son los siguientes :

TABLA 6.3 : ÍNDICES DE CONFIABILIDAD CONSIDERANDO PROYECTOS DE NUEVAS LÍNEAS

ÍNDICES DE CONFIABILIDAD POR BARRA							
BAR	Qk	Fk	NLck	ELck	EPNSk	EENSk	EDLck
1	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
2	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
3	.00003821	.06746625	.06746625	.27480760	.00015565	1.36353100	.33475180
4	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
5	.00000127	.00225455	.00225455	.02254549	.00001274	.11158110	.01115811
ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA							
	BPII	BPSA	BPECI	MBPECI	LOLP	EPNS	
	.00220262	4.26491200	.01092676	.00000125	.00003949	.00016839	

En relación al caso de estudio presentado, se observa que la ejecución de los dos proyectos, tiene una incidencia directa en la confiabilidad de las barras, observándose una disminución significativa en los valores de los índices. Esto significa que el sistema es mas confiable en relación a las barras de carga.

Con respecto a los índices de confiabilidad para el sistema total, se observa también que la ejecución de los proyectos de líneas conlleva a obtener mejoras significativas.

6.1.2 Contribución del sistema de transmisión en la evaluación de los índices del sistema compuesto.

En relación al Caso Base, los resultados mostrados en las Tablas 6.1 y 6.2 pueden ser relacionados con la Tabla E4 del Anexo E, teniendo en cuenta que en esta última tabla se reflejan los valores obtenidos para el sistema compuesto de generación y transmisión.

Por lo tanto, las siguientes tablas han sido elaborados, buscando establecer la contribución del sistema de transmisión a los valores de los índices de confiabilidad del sistema compuesto.

TABLA 6.4 : CONTRIBUCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN A LA PROBABILIDAD Y FRECUENCIA DE FALLA POR BARRA (SISTEMA SP-1)

Índice Anual de Confiabilidad	Qk			Fk		
	Modelo TRANSREL	Referencia	Contribución [%]	Modelo TRANSREL	Referencia	Contribución [%]
Barra 1	0,00000000	0,00000000	0,0	0,00000000	0,00000000	0,0
Barra 2	0,00000000	0,00000255	0,0	0,00000000	0,00453407	0,0
Barra 3	0,00339644	0,00898056	37,8	3,04037900	8,19758380	37,0
Barra 4	0,00002565	0,00562033	0,5	0,04513502	5,12946780	0,9
Barra 5	0,00114015	0,00671280	17,0	1,02813600	6,10382120	16,8

TABLA 6.5 : CONTRIBUCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN AL VALOR ESPERADO DEL NÚMERO Y CORTE DE CARGA POR BARRA (SISTEMA SP-1)

Índice Anual de Confiabilidad	NLCK			ELCK		
	Modelo TRANSREL	Referencia	Contribución [%]	Modelo TRANSREL	Referencia	Contribución [%]
Barra 1	0,00000000	0,00000000	0,0	0,00000000	0,00000000	0,0
Barra 2	0,00000000	0,00000000	0,0	0,00000000	0,01000000	0,0
Barra 3	3,04037900	3,14000000	96,8	16,61308000	49,14000000	33,8
Barra 4	0,04513502	0,04000000	100,0	1,80540100	0,60000000	100,0
Barra 5	1,02813600	1,05000000	97,9	10,2813600	10,43000000	98,5

TABLA 6.6 : CONTRIBUCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN AL VALOR ESPERADO DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA Y DURACIÓN DE CORTE DE CARGA POR BARRA (SISTEMA SP-1)

Índice Anual de Confiabilidad	EENSK			EDLCK		
	Modelo TRANSREL	Referencia	Contribución [%]	Modelo TRANSREL	Referencia	Contribución [%]
Barra 1	0,00000000	0,000000	0,0	0,00000000	0,000000	0,0
Barra 2	0,00000000	0,070000	0,0	0,00000000	0,020000	0,0
Barra 3	157,1155000	448,720000	35,0	29,7527700	29,780000	100,0
Barra 4	8,98788700	2,950000	100,0	0,22469720	0,022000	100,0
Barra 5	99,87685000	99,080000	100,0	9,98768700	9,960000	100,0

TABLA 6.7 : CONTRIBUCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN A LOS ÍNDICES DEL SISTEMA COMPUESTO SP-1

Índice Anual de Confiabilidad	BPII			BPSA		
	Modelo TRANSREL	Referencia	Contribución [%]	Modelo TRANSREL	Referencia	Contribución [%]
Sistema	0,21230590	0,38824	54,7	6,96736400	14,3903900	48,4

TABLA 6.8 : CONTRIBUCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN A LOS ÍNDICES DEL SISTEMA COMPUESTO SP-1

Índice Anual de Confiabilidad	BPECI			MBPECI		
	Modelo TRANSREL	Referencia	Contribución [%]	Modelo TRANSREL	Referencia	Contribución [%]
Sistema	1,970222400	3,55366	55,4	0,00022491	0,00040567	55,4

De las tablas anteriores, se observa que algunos índices de confiabilidad, son independientes de la generación y por lo tanto son establecidos por el sistema de transmisión. Así los índices correspondientes a las barras 3 y 5 presentan ordenes de magnitud entre el 96 % y 100 % de los índices del sistema compuesto. Sin embargo, algunos valores de la barra 4, superan el valor correspondiente a los índices del sistema compuesto y esto puede ser explicado por el hecho de que el medio correctivo utilizado tiene un enfoque orientado principalmente hacia el corte de carga; sin recurrir a otros tipos de acciones correctivas.

La anterior limitación puede ser superada, haciendo uso de la asignación de importancia en las barras de carga; se debe recordar que para el Caso Base, todas las cargas son importantes (clasificación 3), por lo tanto, podemos considerar a la carga de la barra 4 como muy importante (clasificación 4), esto lógicamente disminuirá el corte de carga en la barra. Los efectos de este tipo de variaciones serán analizados posteriormente, como parte del análisis de sensibilidad de las políticas de corte de carga.

6.1.3 Profundidad de las contingencias – Variación de los resultados.

Se ha mencionado anteriormente que la profundidad de la contingencia (denominado también orden del evento), está relacionado con el número de elementos que salen fuera de servicio en el mismo instante como resultado de una perturbación, contingencia o evento. En este sentido, se debe tener presente que el valor de la probabilidad del evento disminuye según

aumenta su profundidad, es decir una múltiple salida de los elementos del sistema eléctrico, tiene una probabilidad menor de ocurrencia.

En esta sección se analiza la variación de los índices de confiabilidad en relación a la profundidad de las contingencias. Es decir, tomando como referencia los resultados del Caso Base en el que se evalúa todos los eventos de primer y segundo orden; observaremos la variación en los valores de los índices de confiabilidad, al considerar en un caso solo los eventos de primer orden y en otro caso los eventos de primer, segundo y tercer orden.

CASO 3 : Eventos de primer orden.

Los datos de ingreso al programa son similares al Caso Base, salvo en lo siguiente :

- Condiciones de Procesamiento :

Eventos = Primer Orden

Los resultados entregados por el Programa TRANSREL son contrastados con los resultados del Caso Base y las respectivas diferencias porcentuales se muestran en la siguiente tabla :

TABLA 6.9 : ÍNDICES DE CONFIABILIDAD CONSIDERANDO SOLO EVENTOS DE PRIMER ORDEN

Índice Anual de Confiabilidad	Qk	Fk [fallas/año]	NLck	ELck [MW]	EPNSk [MW]	EENSk [MWh]	EDLck [h]
Barra 1	0,00000000	0,00000000	0,000	0,000	0,00000000	0,000	0,000
Barra 2	0,00000000	0,00000000	0,000	0,000	0,00000000	0,000	0,000
Barra 3	0,00337046	2,99465800	2,994	15,285	0,01720332	150,701	29,525
Diferencia	-0,76%	-1,5%	-1,5%	-7,78%	-4,08%	-4,08%	-0,76%
Barra 4	0,00000000	0,00000000	0,000	0,000	0,00000000	0,000	0,000
Diferencia	-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	-100%
Barra 5	0,00112347	0,99876870	0,998	9,987	0,01123474	98,416	9,841
Diferencia	-1,46%	-2,86%	-2,86	2,86%	-1,46%	-1,46%	-1,46%

BPII [MW/MW-año]	BPSA [MW/evento]	BPECI [MWh/MW-año]	MBPECI	LOLP	EPNS [MW]
0,18720620 -11,82%	6,32861000 -9,16%	1,84531400 -6,34%	0,00021065 -6,34%	0,00449394 -1,08%	0,02843807 -6,34%

CASO 4 : Eventos de primer, segundo y tercer orden.

En relación a los datos ingresados en el Caso Base, solo se modifica lo siguiente :

- Condiciones de Procesamiento :

Eventos = Primer, Segundo y Tercer Orden

Similar al caso anterior, los resultados entregados por el programa TRANSREL, son también contrastados con el Caso Base :

TABLA 6.10 : ÍNDICES DE CONFIABILIDAD CONSIDERANDO EVENTOS DE PRIMER, SEGUNDO Y TERCER ORDEN

Índice Anual de Confiabilidad	Qk	Fk [fallas/año]	NLck	ELck [MW]	EPNSk [MW]	EENSsk [MWh]	EDLck [h]
Barra 1	0,00000000	0,00000000	0,000	0,000	0,00000000	0,000	0,000
Barra 2	0,00000000	0,00000000	0,000	0,000	0,00000000	0,000	0,000
Barra 3	0,00339663	3,0408780	3,040	16,599	0,01794516	157,199	29,754
Diferencia	0,01%	0,02%	0,02%	0,15%	0,05%	0,05%	0,01%
Barra 4	0,00002575	0,04539047	0,045	1,815	0,00102989	9,021	0,225
Diferencia	0,38%	0,56%	0,56%	0,56%	0,38%	0,38%	0,38%
Barra 5	0,00114026	1,0284250	1,028	10,284	0,01140256	99,886	9,988
Diferencia	0,01%	0,03%	0,03%	0,03%	0,01%	0,01%	0,01%

BPII [MW/MW-año]	BPSA [MW/evento]	BPECI [MWh/MW-año]	MBPECI	LOLP	EPNS [MW]
0,21259010 0,13%	6,97492200 0,11%	1,97117000 0,05%	0,00022502 0,05%	0,00454327 0,01%	0,03037762 0,05%

De las Tablas 6.9 y 6.10, se puede deducir que existe una relación entre el valor de los índices de confiabilidad y del nivel de profundidad considerado para la evaluación de las contingencias. Por lo tanto, si se toma como referencia los resultados obtenidos en el Caso Base (con eventos de primer y segundo orden), se aprecia que cuando solo se evalúan los eventos de primer orden se obtienen una diferencia de hasta 11% en el valor de los índices, a excepción de la barra 4 donde la diferencia relativa es del 100% esto es así porque los eventos de primer orden no afectan a la barra 4. Sin embargo, se debe tener presente que en un sistema eléctrico, este tipo de eventos son los que tienen una mayor probabilidad de ocurrencia.

Por otro lado, si se aumenta el orden de los eventos estudiados, se obtiene solo una pequeña variación en los resultados, así para el sistema

SP-1 cuando se consideran todos los eventos hasta del tercer orden, se obtiene una variación menor a 0,6% en el valor de los índices; esto significa que la evaluación de los eventos de primer y segundo orden, nos permite obtener un nivel de exactitud adecuado para los índices de confiabilidad, con un ahorro significativo de esfuerzo computacional, dado que si se considera eventos de mayor orden en un sistema con muchos elementos, implicará mayores tiempos de procesamiento, que por el porcentaje de variación en los resultados, puede no ser justificado.

6.1.4 Políticas de corte de carga – Análisis de sensibilidad.

Las políticas de corte de carga, deben ser entendidas como la selección y aplicación de niveles para la carga en las barras, así como la asignación de importancia a las barras. Por lo tanto, para realizar un análisis de sensibilidad en las políticas de corte de carga, se van a considerar, los siguientes dos ámbitos de estudio

- a) Establecer diferentes niveles para las barras de carga. En este ámbito, se realizarán dos evaluaciones (Caso 5 y 6) considerando para todos los efectos que todas las cargas son igualmente importantes.
- b) Variar la importancia de las cargas. En éste ámbito, se realizarán tres evaluaciones (Caso 7, 8 y 9), considerando para todos los efectos que no existen niveles en las barras de carga.

De acuerdo a lo establecido en el modelo de corte de carga, se debe tener presente que para todos los casos, se mantiene el principio de cortar la carga en las barras que son mas cercanos a los elementos que fallan.

CASO 5 : Dos Niveles para las Barras de Carga.

Los datos ingresados al programa son similares al Caso Base, salvo en lo siguiente :

- Datos en Barras de Carga :

Niveles de Carga por Barra = 2

Porcentaje asociado a cada nivel = 50%, 50%

Los resultados entregados por el Programa TRANSREL se muestran en la siguiente tabla :

TABLA 6.11 : ÍNDICES DE CONFIABILIDAD CONSIDERANDO 2 NIVELES EN LAS BARRAS DE CARGA

Índice Anual de Confiabilidad	Qk	Fk [fallas/año]	NLck	ELck [MW]	EPNSk [MW]	EENSsk [MWh]	EDLck [h]
Barra 1	0,00000000	0,00000000	0,000	0,000	0,00000000	0,000	0,000
Barra 2	0,00000000	0,00000000	0,000	0,000	0,00000000	0,000	0,000
Barra 3	0,00339644	3,04037900	3,040	17,101	0,01823495	159,738	29,752
Barra 4	0,00002854	0,05022246	0,050	1,272	0,00072302	6,333	0,249
Barra 5	0,00114303	1,03322400	1,033	10,287	0,01140508	99,908	100,012

BPII [MWh/MW-año]	BPSA [MWevento]	BPECI [MWh/MW-año]	MBPECI	LOLP	EPNS [MW]
0,21230590	6,95017300	1,97022400	0,00022491	0,00454299	0,03036304

CASO 6 : Tres Niveles para las Barras de Carga.

En relación a los datos ingresados en el Caso Base, solo se modifica lo siguiente :

- Datos en Barras de Carga :

Niveles de Carga por Barra = 3

Porcentaje asociado a cada nivel = 20%, 20%, 60%

Los resultados entregados por el Programa TRANSREL se muestran en la siguiente tabla :

TABLA 6.12 : ÍNDICES DE CONFIABILIDAD CONSIDERANDO 3 NIVELES EN LAS BARRAS DE CARGA

Índice Anual de Confiabilidad	Qk	Fk [fallas/año]	NLCK	ELCK [MW]	EPNSk [MW]	EENSk [MWh]	EDLCK [h]
Barra 1	0,00000000	0,00000000	0,000	0,000	0,00000000	0,000	0,000
Barra 2	0,00000000	0,00000000	0,000	0,000	0,00000000	0,000	0,000
Barra 3	0,00339644	3,0403790	3,040	16,857	0,01809620	158,522	29,752
Barra 4	0,00002854	0,05022246	0,050	1,431	0,00081344	7,125	0,249
Barra 5	0,00116612	1,0738580	1,073	10,372	0,01145341	100,331	10,215

BPII [MW/MW-año]	BPSA [MW/evento]	BPECI [MWh/MW-año]	MBPECI	LOLP	EPNS [MW]
0,21230590	6,88235700	1,97022400	0,00022491	0,00454299	0,03036304

De las Tablas 6.11 y 6.12 podemos observar que al incrementar el número de niveles en las barras de carga, no existen grandes variaciones en los índices de confiabilidad del sistema y esto debe ser así porque en general los índices **no** se establecen en función de la variación en los niveles de barras de carga, sino más bien en función a la probabilidad del corte de carga y la carga total rechazada.

El principal efecto de establecer diferentes niveles para las barras de carga, es que el corte de carga se vuelve más selectivo en las barras y por lo tanto se puede administrar los rechazos de carga correspondiente a un nivel determinado. Así, en el caso de trabajar con dos niveles de carga (relacionados a la carga firme y carga que puede ser rechazada), se puede llegar a determinar, por ejemplo, que porcentaje de los cortes de carga afectan al nivel de carga firme establecido.

CASO 7 : Primera Asignación de Importancia en las Barras de Carga

En relación a los datos ingresados en el Caso Base, ahora se modificarán los niveles de importancia asignados a las barras de carga :

- Información de Barras :

Barra	Tipo de Barra	Importancia de Carga
1	2	0
2	2	0
3	1	3 (Importante)
4	1	1(No Importante)
5	1	1(No Importante)

Esto significa que la carga de la barra 3 se clasifica como importante y por lo tanto, el sistema ha sido configurado para que sea rechazada lo menos posible. En cambio la carga de las barras 4 y 5 se consideran como no importantes y por lo tanto pueden ser rechazados sin restricciones.

Los resultados entregados por el Programa TRANSREL se muestran en la siguiente tabla

TABLA 6.13 : ÍNDICES DE CONFIABILIDAD PARA UN NIVEL DE IMPORTANCIA DIFERENCIADO EN LA BARRA DE CARGA 3

Índice Anual de Confiabilidad	Qk	Fk [fallas/año]	NLCK	ELCK [MW]	EPNSk [MW]	EENSk [MWh]	EDLCK [h]
Barra 1	0,00000000	0,00000000	0,000	0,000	0,00000000	0,000	0,000
Barra 2	0,00000000	0,00000000	0,000	0,000	0,00000000	0,000	0,000
Barra 3	0,00002597	0,04572149	0,045	0,628	0,00035710	3,128	0,227
Barra 4	0,00002854	0,05022246	0,050	2,008	0,00114144	9,999	0,249
Barra 5	0,00453658	4,06851600	4,068	26,023	0,02886449	252,853	39,740

BPII [MW/MW-año]	BPSA [MW/evento]	BPECI [MWh/MW-año]	MBPECI	LOLP	EPNS [MW]
0,21230590	6,88235600	1,97022400	0,00022491	0,00454299	0,03036304

Al contrastar los valores de la tabla anterior, con las Tablas 6.1 y 6.2 correspondiente al Caso Base, se observa que los índices de confiabilidad del sistema se mantienen con el mismo orden de magnitud. Sin embargo en relación a los índices de confiabilidad en las barras, se observa que los valores correspondientes a la barra 3 disminuyen mientras que los valores de la barra 5 se incrementan de manera significativa, en tanto que los valores de los índices en la barra 4 se incrementan ligeramente.

CASO 8 : Segunda Asignación de Importancia en las Barras de Carga.

Los datos de ingreso al programa son similares al Caso Base, salvo que ahora se considera a la barra 4 como el mas importante :

- Información de Barras :

Barra	Tipo de Barra	Importancia de Carga
1	2	0
2	2	0
3	1	1 (No Importante)
4	1	3 (Importante)
5	1	1 (No Importante)

Los resultados entregados por el Programa TRANSREL se muestran en la siguiente tabla

TABLA 6.14 : ÍNDICES DE CONFIABILIDAD PARA UN NIVEL DE IMPORTANCIA DIFERENCIADO EN LA BARRA DE CARGA 4

Índice Anual de Confiabilidad	Qk	Fk [fallas/año]	NLck	ELck [MW]	EPNSk [MW]	EENSsk [MWh]	EDLck [h]
Barra 1	0,00000000	0,00000000	0,000	0,000	0,00000000	0,000	0,000
Barra 2	0,00000000	0,00000000	0,000	0,000	0,00000000	0,000	0,000
Barra 3	0,00339644	3,04037900	3,040	17,928	0,01870507	163,856	29,752
Barra 4	0,00000641	0,01128606	0,011	0,451	0,00025650	2,246	0,056
Barra 5	0,00114015	1,02813600	1,028	10,281	0,01140147	99,876	9,987

BPII [MW/MW-año]	BPSA [MWevento]	BPECI [MWh/MW-año]	MBPECI	LOLP	EPNS [MW]
0,21230590	7,02517000	1,97022400	0,00022491	0,00454299	0,03036304

En este caso, al contrastar los valores de la Tabla 6.14, con las Tablas 6.1 y 6.2 correspondiente al Caso Base, se observa que los índices de confiabilidad del sistema se mantienen con el mismo orden de magnitud. Sin embargo en relación a los índices de confiabilidad en las barras, se observa que los valores correspondientes a la barra 4 disminuyen mientras que algunos valores de la barra 3 se incrementan muy ligeramente, y los índices de confiabilidad en la barra 5 se mantienen sin ninguna variación.

CASO 9 : Tercera Asignación de Importancia en las Barras de Carga.

Para este caso la barra 5 será considerado como el mas importante en relación a las barras 3 y 4, por lo tanto respecto a los datos ingresados para el Caso Base solo se requiere realizar la siguiente modificación :

- Información de Barras :

Barra	Tipo de Barra	Importancia de Carga
1	2	0
2	2	0
3	1	1 (No Importante)
4	1	1 (No Importante)
5	1	3 (Importante)

Los resultados entregados por el Programa TRANSREL se muestran en la siguiente tabla :

TABLA 6.15 : ÍNDICES DE CONFIABILIDAD PARA UN NIVEL DE IMPORTANCIA DIFERENCIADO EN LA BARRA DE CARGA 5

Índice Anual de Confiabilidad	Qk	Fk [fallas/año]	NLCK	ELCK [MW]	EPNSk [MW]	EENSk [MWh]	EDLCK [h]
Barra 1	0,00000000	0,00000000	0,000	0,000	0,00000000	0,000	0,000
Barra 2	0,00000000	0,00000000	0,000	0,000	0,00000000	0,000	0,000
Barra 3	0,00339644	3,0403790	3,040	16,574	0,01793556	157,115	29,752
Barra 4	0,00002565	0,04513502	0,045	1,805	0,00102601	8,987	0,224
Barra 5	0,00114015	1,0281360	1,028	10,281	0,01140147	99,876	9,987

BPII [MWh/MW-año]	BPSA [MW/evento]	BPECI [MWh/MW-año]	MBPECI	LOLP	EPNS [MW]
0,21230590	6,96736400	1,97022400	0,00022491	0,00454299	0,03036304

Los resultados presentados en la Tabla 6.15 son exactamente similares a los del Caso Base, es decir no existe ninguna variación en relación a los índices de confiabilidad y esto puede ser explicado porque en las políticas de corte de carga implementadas en el modelo de minimización, se considera que las cargas deben ser cortadas en las barras que sean lo mas cercano posible a los elementos que fallan y esta es una condición, que depende principalmente de la configuración de la red del sistema eléctrico. Por lo tanto, en ciertos casos, será la condición mas preponderante frente al establecimiento de un nivel de importancia para las barras de carga.

6.2 Sistema de Transmisión ETEDEL.

6.2.1 Objetivo del caso de estudio.

Para mostrar la aplicación del método desarrollado en un sistema real, se implementará el modelo de un sistema eléctrico de transmisión denominado ETEDEL, que comprende una extensión geográfica desde las barras cercanas a la generación eléctrica hasta las barras de distribución en el nivel de 10kV. Este tipo de estudios puede formar parte del nivel jerárquico HLIII, indicado anteriormente, bajo el supuesto de que las barras de generación son 100% confiables.

Podemos entonces establecer como objetivo del estudio de aplicación, el determinar los niveles de confiabilidad de las barras de distribución eléctrica, considerando el efecto de todas las zonas de transmisión desde las barras de generación.

Es decir, si una empresa de distribución eléctrica como EDELNOR, desea evaluar la confiabilidad en sus barras de 10kV, debe considerar en primer lugar su red de transmisión de 60kV (zona III), luego debe comprender a la red principal de transmisión eléctrica en el nivel de 220 kV (zona II), administrado por ETECEN y adicionalmente en algunos casos debe considerar la red de transmisión correspondiente a las centrales de generación (zona I) administrados por empresas como EDEGEL y ELECTROPERU.

Por lo tanto, al sistema de transmisión que comprende las tres zonas establecidas, se denominará en el presente caso, sistema ETEDEL

6.2.2 Modelamiento del sistema de transmisión ETEDEL.

Los datos del Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) servirán de base para realizar el modelamiento del sistema ETEDEL, sin embargo debido a la gran cantidad de elementos, es necesario considerar algunos criterios de simplificación

- El sistema de transmisión ETEDEL tendrá como principales elementos a las líneas de transmisión y transformadores en los niveles de 10kV, 60kV y 220kV.
- Los elementos en paralelo serán reemplazados por un elemento equivalente.
- Para el caso de reemplazos de elementos paralelos, los correspondientes parámetros de falla “λ” y “r” ingresados al programa deben ser evaluados considerando las ecuaciones (A.17) y (A.18) del Anexo A, a partir de la información disponible para cada uno de los elementos :

$$\lambda_p = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_2 \cdot r_2} \quad (6.1)$$

$$r_p = \frac{r_1 \cdot r_2}{r_1 + r_2} \quad (6.2)$$

- En algunas barras, se aplicará el principio de generación o carga equivalente, dependiendo del caso presentado en la red y considerando su mínima incidencia en los resultados.

Una de las principales limitaciones encontradas al realizar el modelamiento del sistema ETEDEL, es la falta de información disponible en relación a las tasas de falla " λ " y tiempos medios de indisponibilidad " r ", para las diferentes instalaciones y equipos que componen el sistema de transmisión en estudio. Por lo tanto, para los casos disponibles y cordialmente facilitados se ha utilizado el promedio correspondiente a cinco años de estadísticas, pero para los casos en los que no se cuenta con la debida información o con periodos estadísticos de recolección de datos menores, se ha utilizado los valores indicados en la Referencia [24], que hacen referencia a los valores proporcionados por el Dr. Edson Luis Da Silva, profesor de la Universidad Federal de Santa Catarina, Brasil y que corresponden a las estadísticas con que cuenta el Centro de Pesquisa de Energía Eléctrica (CEPEL) de Río de Janeiro, uno de los principales centros de investigación existentes en Brasil en el área de Sistemas Eléctricos de Potencia; los valores correspondientes a las líneas de transmisión y transformadores de potencia son reproducidos en las Tablas F5 y F6 del Anexo F.

Para los datos de generación y demanda se ha utilizado un promedio anual típico de máxima demanda, considerando principalmente la generación hidráulica.

Por lo tanto, teniendo en cuenta todo lo anteriormente mencionado, se ha establecido el modelo aproximado del sistema de transmisión ETEDEL, cuyos parámetros pueden ser encontrados en el Anexo F.

6.2.3 Procesamiento y análisis de resultados.

Una vez concluido el modelamiento del sistema de transmisión, es necesario establecer los criterios requeridos, para el procesamiento automatizado de evaluación de confiabilidad. Para el presente caso se ha definido lo siguiente

- Datos en Barras de Carga :
 - Importancia de la Carga = 3 (para todas las barras)
 - Niveles de Carga por Barra = 1
 - Porcentaje asociado a cada nivel = 100%
- Condiciones de Procesamiento :
 - Probabilidad Mínima = 0,0
 - Periodo de Evaluación = Anual
 - Eventos = Primer y Segundo Orden
 - Corte de Carga = Automatizado

Con estas condiciones, se realiza el procesamiento respectivo y los resultados obtenidos son mostrados en las Tablas 6.16 – 6.21.

Para realizar el análisis de los resultados, utilizaremos las tolerancias establecidas en las Normas Técnicas de Calidad de los Servicios Eléctricos con relación a los Indicadores de la Calidad de Suministro y en este sentido se hace referencia a dos indicadores :

- Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre (N)
expresado en interrupciones/semestre.

- Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D)
expresado en horas

Las tolerancias en los indicadores de calidad de suministros conectados en distintos niveles de tensión son :

Número de Interrupciones por Cliente (N')

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión : 02 interrupciones / semestre
- Clientes en Media Tensión : 04 interrupciones / semestre
- Clientes en Baja Tensión : 06 interrupciones / semestre

Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D')

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión : 04 horas / semestre
- Clientes en Media Tensión : 07 horas / semestre
- Clientes en Baja Tensión : 10 horas / semestre

Se debe considerar que en la Base Metodológica para la Aplicación de la NTCSE se hace referencia a los rangos de tensión fijados :

MAT (Muy Alta Tensión)	mayor a 100kV.
AT (Alta Tensión)	igual o mayor que 30kV y menor o igual a 100kV.
MT (Media Tensión)	mayor que 1kV y menor a 30kV.

Para tener una mayor facilidad en el contraste se trabajará con los valores anualizados, por lo tanto los valores de N' y D' citados anteriormente, serán multiplicados por 2 (esto puede ser considerado como una aproximación inicial).

En relación a los índices de confiabilidad entregados por el programa TRANSREL, los parámetros relacionados con la calidad del suministro son

- Frecuencia de Fallas (Fk)
expresado en fallas/año, donde la falla es entendida como la pérdida o rechazo producido en una barra de carga.
- Duración Esperada de Corte de Carga (EDLck)
expresado en horas (para el periodo anual de evaluación)
- Valor Esperado de Energía No Suministrada (EENSk)
expresado en kWh (para el periodo anual de evaluación)

TABLA 6.16 : ÍNDICES DE CONFIABILIDAD POR BARRA EN EL NIVEL DE 220 kV

Empresa	Barra	Qk	Fk [fallas/año]	NLck	ELck [MW]	EPNSk [MW]	EENSk [MWh]	EDLck [h]
EDEGEL	1-HUIN220	0.00000000	0.00000000	0.00	0.00	0.00000000	0.00	0.00
EDEGEL	35-YANA220	0.00000000	0.00000000	0.00	0.00	0.00000000	0.00	0.00
EDEGEL	57-CHIMA220	0.00000000	0.00000000	0.00	0.00	0.00000000	0.00	0.00
EDELNOR	8-BARSI220	0.00032773	1.75203400	1.75	0.00	0.00000000	0.00	2.87
ETECEN	2-PANU220	0.00000000	0.00000000	0.00	0.00	0.00000000	0.00	0.00
ETECEN	3-ZAPA220	0.00000000	0.00000000	0.00	0.00	0.00000000	0.00	0.00
ETECEN	4-VENT220	0.00026280	0.24891820	0.25	0.22	0.00023652	2.07	2.30
ETECEN	5-CHAVA220	0.00000000	0.00000000	0.00	0.00	0.00000000	0.00	0.00
ETECEN	6-ROSA220	0.00000000	0.00000000	0.00	0.00	0.00000000	0.00	0.00
ETECEN	9-REFZN220	0.00010193	0.09873285	0.10	2.61	0.00267088	23.40	0.89
ETECEN	14-SJNLS220	0.00000000	0.00000000	0.00	0.00	0.00000000	0.00	0.00
ETECEN	15-IND220	0.00000082	0.00056504	0.00	0.03	0.00004234	0.37	0.01
ETECEN	16-ICA220	0.00386614	2.14101500	2.14	53.18	0.09603489	841.27	33.87
ETECEN	17-MARC220	0.01462111	8.06305900	8.06	344.29	0.62432050	5469.05	128.08
ETECEN	18-POMAC220	0.00000000	0.00000000	0.00	0.00	0.00000000	0.00	0.00
ETECEN	19-CARMI220	0.00000000	0.00000000	0.00	0.00	0.00000000	0.00	0.00
ETECEN	20-HUAYU220	0.00020449	0.13906950	0.14	3.25	0.00478506	41.92	1.79
ETECEN	21-PACHA220	0.00000000	0.00000000	0.00	0.00	0.00000000	0.00	0.00
ETECEN	23-HVELI220	0.00012525	0.08562539	0.09	0.33	0.00048097	4.21	1.10
ETECEN	29-CALL220	0.00000000	0.00000000	0.00	0.00	0.00000000	0.00	0.00
ETECEN	30-CALLA220	0.00000000	0.00000000	0.00	0.00	0.00000000	0.00	0.00
ETECEN	36-HCHO220	0.00000000	0.00000000	0.00	0.00	0.00000000	0.00	0.00
OTROS	13-BAL220	0.00000000	0.00000000	0.00	0.00	0.00000000	0.00	0.00
OTROS	22-ONU220	0.00005412	0.03015843	0.03	0.16	0.00028683	2.51	0.47

De la tabla anterior, se puede apreciar que en el nivel de 220kV, las barras MARC-220 e ICA-220 (ETECEN) tienen una alta probabilidad de pérdida de carga (Q_k) y corte de carga esperado (ELC_k).

En relación a la calidad de suministro, se aprecia que el valor de la frecuencia de fallas (F_k) expresado como número de fallas/año en las barras BARS-220 e ICA-220 se encuentran dentro de los rangos permitidos, sin embargo en la barra MARC-220 tiene un valor de 8 fallas/año que duplica al valor anualizado establecido por la NTCSE.

Los valores de duración esperada de corte de carga ($EDLC_k$) para la barra BARS-220 se encuentra dentro del rango establecido por la norma, sin embargo en la barra ICA-220 se tiene un valor de 33.8 horas y en la barra MARC-220 un valor de 128 horas.

En relación al valor esperado de energía no suministrada ($EENS_k$) para la barra ICA-220 es de 841.27 kWh y para MARC-220 es 5469 kWh.

Estos niveles de confiabilidad pueden ser explicados porque estas barras no figuran como parte de la red enmallada que caracteriza al resto de las barras en este nivel de tensión.

TABLA 6.17 : ÍNDICES DE CONFIABILIDAD POR BARRA EN EL NIVEL DE 60 kV

Empresa	Barra	Qk	Fk [fallas/año]	NLck	ELck [MW]	EPNSk [MW]	EENSk [MWh]	EDLck [h]
EDEGEL	10-HUAMP60	0.00000000	0.00000000	0.00	0.00	0.00000000	0.00	0.00
EDEGEL	12-BAL60	0.00022862	0.26582950	0.27	27.66	0.02384149	208.85	2.00
EDEGEL	25-MOYOP60	0.00000000	0.00000000	0.00	0.00	0.00000000	0.00	0.00
EDEGEL	28-CALLA60	0.00000000	0.00000000	0.00	0.00	0.00000000	0.00	0.00
EDEGEL	31-HUACH60	0.00000294	0.00818453	0.01	0.37	0.00010809	0.95	0.03
EDEGEL	32-NANA	0.00005452	0.05439995	0.05	0.05	0.00004999	0.44	0.48
EDEGEL	33-SROSV60	0.00081575	4.96852400	4.97	267.48	0.04621128	404.81	7.15
EDELNOR	7-CHAVA60	0.00030674	2.11574400	2.12	0.00	0.00000000	0.00	2.69
EDELNOR	11-SROSA60	0.00043108	1.20541800	1.21	58.53	0.02050272	179.60	3.78
EDELNOR	24-BARS60	0.00063874	4.18589100	4.19	120.05	0.01831913	160.48	5.60
EDELNOR	40-PANDO	0.00088051	5.58111400	5.58	0.00	0.00000000	0.00	7.71
EDELNOR	41-SMARINA	0.00064022	4.19477500	4.19	12.25	0.00186945	16.38	5.61
EDELNOR	42-MARANGA	0.00063791	4.18531800	4.19	0.00	0.00000000	0.00	5.59
EDELNOR	42-PERSHING	0.00064256	4.20039700	4.20	0.00	0.00000000	0.00	5.63
EDELNOR	44-INFAN	0.00030732	2.11840200	2.12	0.00	0.00000000	0.00	2.69
EDELNOR	45-MIRONES	0.00071336	4.25742000	4.26	0.00	0.00000000	0.00	6.25
EDELNOR	46-CAUDI	0.00030808	2.12422500	2.12	0.00	0.00000000	0.00	2.70
EDELNOR	47-PIED	0.00030728	2.11831000	2.12	0.00	0.00000000	0.00	2.69
EDELNOR	48-ZAPA	0.00030756	2.11630900	2.12	0.17	0.00002460	0.22	2.69
EDELNOR	49-PAMPI	0.00030802	2.11980900	2.12	11.23	0.00163248	14.30	2.70
EDELNOR	50-OQUENDO	0.00030757	2.11631600	2.12	21.59	0.00313719	27.48	2.69
EDELNOR	51-TVALLE	0.00030714	2.11767000	2.12	0.00	0.00000000	0.00	2.69
EDELNOR	52-VENTA	0.00172789	7.71880400	7.72	0.00	0.00000000	0.00	15.14
EDELNOR	53-CHANCAY	0.00031529	2.14599900	2.15	0.00	0.00000000	0.00	2.76
EDELNOR	54-HUARAL	0.00031613	2.14937700	2.15	0.00	0.00000000	0.00	2.77
EDELNOR	55-NARAN	0.00030732	2.11840200	2.12	0.00	0.00000000	0.00	2.69
EDELNOR	56-INDUST	0.00122997	5.65522100	5.66	55.65	0.01210293	106.02	10.77
EDELNOR	69-DER	0.00030979	2.12793500	2.13	0.00	0.00000000	0.00	2.71
EDELNOR	70-ANCON	0.00090087	3.59737000	3.60	0.00	0.00000000	0.00	7.89
OTROS	26-SALAM60	0.00000169	0.00218991	0.00	0.09	0.00006818	0.60	0.01
OTROS	27-DERPUEN	0.00000597	0.00714036	0.01	0.31	0.00026035	2.28	0.05
OTROS	34-SJNLS2	0.00030523	0.41345150	0.41	30.37	0.01901709	166.59	2.67
OTROS	37-MONTE	0.00000109	0.00123451	0.00	0.02	0.00002199	0.19	0.01
OTROS	38-SANITA	0.00000249	0.00808970	0.01	0.04	0.00001478	0.13	0.02
OTROS	39-SCLARA	0.00000109	0.00101970	0.00	0.01	0.00000733	0.06	0.01

Para el nivel de tensión de 60kV, se observa que las barras VENTA, INDUST, ANCON, PANDO (EDELNOR) y SROSV60 (EDEGEL) tienen una probabilidad de falla (Qk) que supera el valor de 0,008.

En relación a la calidad de suministro, se aprecia que el valor de Frecuencia de Fallas (Fk), en las siguientes barras sobrepasan el valor anualizado de 4 interrupciones/año establecido por la NTCSE :

- BARS160, SMARINA, MARANGA, PERSHING, MIRONES = 4,19 fallas/año
- PANDO = 5,58 fallas/año
- INDUST = 5,66 fallas/año
- VENTA = 7,72 fallas/año
- SROSV60 = 4,97 fallas/año (EDEGEL)

Los valores de duración esperada de corte de carga (EDLck) que sobrepasan el valor de 8 horas establecido a partir de la NTCSE, se encuentran en las siguientes barras :

- INDUST = 10,77 horas
- VENTA = 15,14 horas

Los valores esperados de energía no suministrada (EENS_k) para las barras son :

- BARS160 = 160,48 kWh
- SMARINA = 16,38 kWh
- MARANGA, PERSHING, MIRONES, PANDO, VENTA = 0,0 kWh
- INDUST = 106,02 kWh
- SROSV60 = 404,81 kWh (EDEGEL)

TABLA 6.18 : ÍNDICES DE CONFIABILIDAD POR BARRA EN EL NIVEL DE 10 kV

Empresa	Barra	Qk	Fk [fallas/año]	NLck	ELck [MW]	EPNSk [MW]	EENSk [MWh]	EDLck [h]
EDELNOR	58-NAR10	0.00121094	4.01044500	4.01	29.76	0.00898519	78.71	10.61
EDELNOR	59-INF10	0.00066745	3.74573200	3.75	141.78	0.02526296	221.30	5.85
EDELNOR	60-PIED10	0.00121090	4.01035300	4.01	37.62	0.01135821	99.50	10.61
EDELNOR	61-CAUD10	0.00123219	4.02206800	4.02	37.73	0.01155795	101.25	10.79
EDELNOR	62-CHAV10	0.00062094	4.56097500	4.56	232.52	0.03165548	277.30	5.44
EDELNOR	63-OQUEN10	0.00097783	3.28686600	3.29	37.27	0.01108858	97.14	8.57
EDELNOR	64-TVALL10	0.00071222	4.07171100	4.07	108.59	0.01899494	166.40	6.24
EDELNOR	65-CHAN10	0.00098638	3.31712100	3.32	14.63	0.00434994	38.11	8.64
EDELNOR	66-HUAR10	0.00121976	4.04142000	4.04	20.05	0.00604998	53.00	10.69
EDELNOR	67-VENT10	0.00263525	9.61190500	9.61	71.32	0.01955354	171.29	23.08
EDELNOR	68-ZAP10	0.00121036	4.00778600	4.01	33.67	0.01016701	89.06	10.60
EDELNOR	71-ANC10	0.00157196	4.76848900	4.77	5.91	0.00194923	17.08	13.77
EDELNOR	72-MIR10	0.00096644	6.33897800	6.34	304.52	0.04642770	406.71	8.47
EDELNOR	73-PAND10	0.00128547	7.53396200	7.53	223.01	0.03804995	333.32	11.26
EDELNOR	74-SMAR10	0.00104369	6.14357300	6.14	175.17	0.02975978	260.70	9.14
EDELNOR	75-MAR10	0.00116067	6.50592300	6.51	141.03	0.02515932	220.40	10.17
EDELNOR	76-PERSH10	0.00104023	6.01045200	6.01	210.49	0.03642891	319.12	9.11

Finalmente para el nivel de 10kV, considerado como media tensión, casi todas las barras presentan un probabilidad de pérdida de carga cercano al valor de 0.001 a excepción de las barras INF10, CHAV10 y TVALL10 que tienen una menor probabilidad.

Para evaluar la calidad de suministro, se establece a partir de la NTCSE un límite anualizado de 8 interrupciones/año , y a partir de la tabla de resultados se observa que la barra VENT10 es la única que supera este valor, dado que tiene 9,61 fallas/año.

Los valores de duración esperada de corte de carga (EDLck) que sobrepasan la cantidad de 14 horas establecido a partir de la NTCSE, se encuentra únicamente en la barra VENT10 = 23,08 horas

Para completar la visión de la confiabilidad del sistema de transmisión ETEDEL, se presenta a continuación los índices relacionados al sistema en general.

TABLA 6.19 : ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA

BPII [MW/MW-año]	BPSA [MW/evento]	BPECI [MWh/MW-año]	MBPECI	LOLP	EPNS [MW]
2.28174300	16.24201000	8.55113800	0.00097616	0.03095376	1.21284600

TABLA 6.20 : VALORES PROMEDIO DEL SISTEMA

ANC_LP	ALC_LP [MW]	AEC_LP [MWh]	ADLC_LP [h]
4.15588600	67.49994000	252.96510000	395.90450000

TABLA 6.21 : VALORES MÁXIMOS DEL SISTEMA

MSLC [MW]	PROBABILIDAD	EVENTO	
1242.47000000	0.00000082	25	35

MSENS [MWh]	PROBABILIDAD	EVENTO	
15791.23000000	0.00000082	25	35

Finalmente, en el Anexo G se pueden encontrar los siguientes índices de confiabilidad adicionales, entregados por el programa TRANSREL :

- Valores Máximos de Corte de Carga por Barra
- Valores Máximo de Energía Cortada por Barra
- Valores Máximos de Duración por Cortes de Carga en las Barras
- Valores Promedio por Barra
- Valores por Aislamiento de la Barra

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El desarrollo del presente trabajo, permite establecer las siguientes

Conclusiones Generales

- 1) La desregulación del sector eléctrico en el Perú, caracterizado por leyes, normas, instituciones así como mercados eléctricos, plantea un entorno con nuevos requerimientos en relación al planeamiento de los sistemas eléctricos y los estudios de confiabilidad, dado que cada empresa debe ser ahora responsable de asegurar un suministro oportuno y confiable, a precios competitivos.

- 2) Los estudios de confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia incorporan los siguientes conceptos, que deben ser adecuadamente comprendidos : Estados del sistema, degradación del funcionamiento criterios de falla, acciones correctivas, índices de confiabilidad, niveles jerárquicos, modelamiento del sistema y metodologías de evaluación. Adicionalmente, en un sistema eléctrico la calidad, suficiencia y seguridad son factores que en su conjunto conforman la confiabilidad del sistema y que pueden ser relacionados dentro de un marco conceptual.

Conclusiones sobre el Modelo

- 3) Los métodos para la evaluación de confiabilidad pueden ser clasificados en dos grandes grupos : Simulación de Monte Carlo o Técnicas Analíticas de selección/evaluación de contingencias. En el presente trabajo se ha desarrollado el método de enumeración de contingencias; una técnica analítica que provee un nivel aceptable de exactitud, sin la necesidad de realizar una exhaustiva evaluación de todos los estados posibles, permitiendo una reducción en los tiempos de procesamiento.

- 4) La metodología desarrollada en la presente tesis, contempla como parte de su estructura, a los siguientes elementos :
 - a. Método de Enumeración de Contingencias basado en el análisis topológico de la red.
 - b. Identificación de los cambios en la configuración de la red debido a las contingencias.
 - c. Flujo de carga DC para el análisis de la red.
 - d. Modelo de Minimización de Corte de Carga para simular las acciones correctivas usando técnicas de programación lineal.
 - e. Evaluación de los índices de confiabilidad mediante el método de probabilidad condicional.

Conclusiones sobre el Programa

- 5) El programa TRANSREL presenta las siguientes características :
 - a. Flujo de Carga DC.
 - b. Enumeración Automática o Ingreso de contingencias definidas por el usuario.
 - c. Tres opciones para el procesamiento de contingencias (Manual, Mezclado o Automatizado).
 - d. Posibilidad de aplicar criterios probabilísticos.
 - e. Simulación de acciones correctivas mediante la Minimización del Corte de Carga.
 - f. Posibilidad de ingresar políticas alternativas de corte de carga.
 - g. Evaluación de los índices de confiabilidad para las barras de carga así como para el sistema.

- 6) El programa TRANSREL utiliza diversas herramientas de desarrollo :
 - a. Un entorno visual para el usuario orientado al ingreso de datos y entrega de resultados, desarrollado con Visual Fox Pro (Propiedad de Corporación Microsoft).
 - b. Los módulos correspondientes a la implementación del método, han sido desarrollados con Fortran Power Station (Propiedad de Corporación Microsoft).
 - c. El módulo de optimización utiliza librerías disponibles del programa LINDO (Propiedad de LINDO Systems Inc.)

- 7) La validación del método implementado permite afirmar que los índices de confiabilidad entregados por el programa TRANSREL, tienen niveles aceptables de exactitud y no presenta diferencias significativas en relación a los valores obtenidos con otros métodos analíticos (Técnica de Enumeración de Estados) y probabilísticos (Modelo de Simulación de Monte Carlo no Secuencial).

Sobre la Aplicación y los Resultados

- 8) Los índices de confiabilidad varían en relación a la profundidad de las contingencias (número de elementos que salen fuera de servicio, denominado también orden del evento), sin embargo según se incrementa el orden del evento considerado en la evaluación, la contribución al valor final de los índices son cada vez menores. Por lo tanto, la evaluación de todos los eventos de primer y segundo orden, nos permite obtener un nivel de exactitud adecuado.
- 9) Las políticas de corte de carga, relacionados a la aplicación de niveles para las cargas así como la asignación de importancia a las barras de carga, pueden modificar el valor de los índices de confiabilidad en las barras, sin embargo los índices de confiabilidad del sistema permanecen inalterables.

- 10) En relación al sistema de transmisión, modelado a partir del SICN, se puede apreciar que para el nivel de 220 kV las barras ICA-220 y MARC-220 tienen una alta probabilidad de pérdida de carga. Adicionalmente, con relación a la frecuencia de fallas y la duración esperada de corte de carga, éstas superan los valores mínimos anualizados establecidos a partir de la NTCSE.

- 11) En el nivel de 60 kV, las barras BARS160, SMARINA, MARANGA, PERSHING, MIRONES, PANDO, INDUST y VENTA correspondientes a la empresa EDELNOR y la barra SROSV60 de la empresa EDEGEL, sobrepasan el valor anualizado de 4 interrupciones/año, establecido a partir de la NTCSE. Con relación a la Duración Esperada de Corte de Carga las barras INDUST y VENTA superan el valor anualizado de 8 horas.

- 12) En el nivel de 10 kV, la barra VENT10 correspondiente a la empresa EDELNOR, es la única que supera los límites anualizados de Frecuencia de Fallas (8 interrupciones/año) y Duración Esperada de Corte de Carga (14 horas) establecido a partir de la NTCSE.

Con relación a las **Recomendaciones y Desarrollos Futuros**, es necesario mencionar los siguiente

- 1) Los estudios de confiabilidad requieren de una gran cantidad de datos registrados bajo definiciones estrictas, por lo tanto se requiere establecer normas que permitan disponer de bases de datos correspondientes a las estadísticas de interrupciones de servicio y fallas de componentes, de manera que se puedan tener mejores valores de las tasas de falla " λ " y tiempos medios de indisponibilidad " r ", para los sistemas eléctricos del Perú.
- 2) La metodología utilizada para desarrollar el programa TRANSREL, ha sido presentado buscando promover su extensión a la confiabilidad de los sistemas compuestos, de manera que futuros trabajos puedan incorporar a los sistemas de generación.
- 3) La metodología presentada, puede también ser extendida para contemplar características adicionales tales como la distribución probabilística de las cargas así como los efectos de las condiciones climáticas, sin embargo en ambos casos se establece la necesidad de contar con una mayor información estadística de los sistemas eléctricos en estudio.

ANEXO A MODELAMIENTO DE LOS ESTADOS DE UN COMPONENTE.

Los parámetros que son normalmente asociados con la evaluación de la confiabilidad, son descritos por distribuciones probabilísticas. Estas distribuciones no pueden ser determinados a través de un conocimiento de la geometría del componente, sino que debe ser deducido de pruebas de muestreo, o de una colección de datos asociados con la operación de los mismos.

La función más extensamente usada en evaluaciones de confiabilidad es conocida como función de riesgo, aunque también puede ser referida como tasa de transición, tasa de fallas, etc.

En términos de fallas, la función de riesgo, designado como $\lambda(t)$ es una medida de la frecuencia a la cual ocurren las fallas. Su valor depende del número de fallas ocurridas en un período de tiempo y el número de componentes expuestos a fallar, según la siguiente definición

$$\lambda(t) = \frac{\text{Número de fallas por unidad de tiempo}}{\text{Número de componentes expuestos a fallar}} \quad (\text{A.1})$$

ó

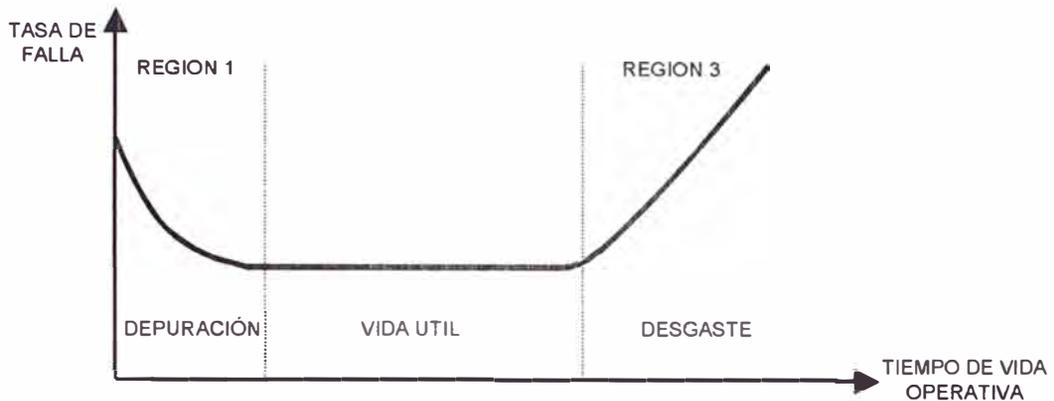
$$\lambda(t) = \frac{d N_f(t)}{dt N_s(t)} \quad (\text{A.2})$$

donde : $N_f(t)$ = Número de fallas en el tiempo t

$N_s(t)$ = Número de componente expuestos a fallar en el tiempo t

La Figura A1 muestra una función de riesgo característica de muchos dispositivos, con un tiempo de vida operacional relativamente largo.

FIGURA A1 : FUNCIÓN DE RIESGO DEL “TIPO BAÑERA”



PERIODO DE DEPURACIÓN : Los valores de $\lambda(t)$ son altos y con tendencia decreciente, esto se debe al hecho que muchos elementos presentan defectos luego de que son puestos en funcionamiento, debido a proyectos inadecuados o deficiencias de fabricación

PERIODO DE VIDA ÚTIL : Caracterizado por un valor aproximadamente constante de fallas.

PERIODO DE DESGASTE : Los fenómenos físicos y químicos provocan una degradación de la calidad del equipo, por lo tanto se observa un rápido crecimiento de la tasa de fallas en el tiempo.

Es claro que la función de riesgo presentada no puede ser utilizada de manera general, dado que existen componentes que poseen un periodo inicial nulo, por ejemplo aquellos donde un riguroso control de calidad elimina todos los elementos defectuosos.

Por otro lado un programa de mantenimiento constante y adecuado permite a un elemento permanecer dentro de un periodo de vida útil, con un $\lambda(t)$ constante, por el total de su vida económicamente factible. Esto es aplicable a los componentes de un sistema eléctrico de potencia.

La función de distribución de fallas correspondiente a una función de riesgo constante, tiene una característica exponencial. Una propiedad importante de esta distribución es que la probabilidad de falla en cualquier intervalo de tiempo t , es independiente del tiempo de operación anterior al intervalo y es dependiente solamente de la longitud del periodo de tiempo considerado t .

Los problemas de confiabilidad normalmente tratan con sistemas que son discretos en el espacio y continuos en el tiempo. Si un sistema o un componente está caracterizado por una función de densidad de falla exponencial entonces la probabilidad condicional de falla durante algún intervalo fijo es constante. Esta condición es necesaria para que el sistema sea considerado como un proceso estacionario de Markov.

El problema de confiabilidad de sistemas eléctricos trata con sistemas o componentes que son reparables, es decir con componentes que están en continua demanda y tienden a permanecer relativamente largos periodos en servicio, seguido de periodos cortos fuera de servicio. Esta consideración nos permite representar un componente por un modelo simple de dos estados de existencia : el estado en operación y el estado en falla.

Según lo anterior, cualesquiera de los componentes alterna entre dos estados, tal como se ilustra en la Figura A2. Los parámetros λ y μ , son referidos como tasas de transición de estados, dado que ellos representan la frecuencia a la cual el componente transita de un estado a otro.

FIGURA A2 : MODELO DE DOS ESTADOS PARA UN COMPONENTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO



Las técnicas de Markov permiten evaluar las probabilidades de residencia en cada uno de los estados del modelo del componente. Para el caso del modelo de dos estados, se tiene que $PD(t)$ y $PI(t)$ son las probabilidades de encontrarse respectivamente en el estado de operación y el estado de falla, como una función del tiempo, donde :

$$PD(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda + \mu)t} \quad (A.3)$$

$$PI(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} + \frac{\mu}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda + \mu)t} \quad (A.4)$$

Nuestro interés se centra en las probabilidades de estado estable, disponibilidad (A) e indisponibilidad (U).

$$A = PD(\infty) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (A.5)$$

$$U = P1(\infty) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (\text{A.6})$$

Los valores de estado estable llegan a ser independientes del estado inicial del componente.

Los dos estados del componente y sus transiciones asociadas pueden ser graficados cronológicamente sobre el eje tiempo (ver Figura A3). Los valores medios de los tiempos en operación y en falla, nos permiten obtener el funcionamiento promedio de los dos estados del componente.

Si m es el tiempo medio de operación del componente, r el tiempo medio de reparación del componente, y T es el ciclo de tiempo medio del proceso, se pueden establecer las siguientes relaciones :

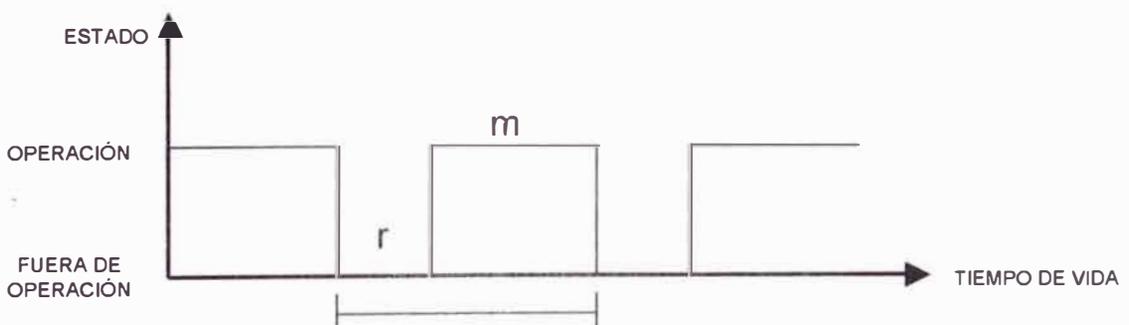
$$m = 1 / \lambda \quad (\text{A.7})$$

$$r = 1 / \mu \quad (\text{A.8})$$

$$T = m + r = 1 / f \quad (\text{A.9})$$

Donde , f es igual a la frecuencia de encontrar un estado del componente

FIGURA A3 : DIAGRAMA DE TIEMPO MEDIO DE OPERACIÓN (m) Y REPARACIÓN (r)



A y U pueden ser escritas en función de estos parámetros :

$$A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{m}{m + r} = \frac{m}{T} = \frac{1}{\lambda T} = \frac{f}{\lambda} \quad (\text{A.10})$$

$$U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{r}{m + r} = \frac{r}{T} = \frac{1}{\mu T} = \frac{f}{\mu} \quad (\text{A.11})$$

De estas ecuaciones se deduce :

$$f = \lambda \cdot A = \mu \cdot U \quad (\text{A.12})$$

En general, la frecuencia de encontrar cualquier estado, es dado por el producto de la probabilidad de estar en ese estado y la tasa de salida del mismo, o por el producto de no estar en ese estado y la tasa de entrada al mismo.

Una manera de reducir el número de estados posibles del sistema, es utilizar la representación de un grupo de componentes mediante un elemento equivalente que tenga el mismo comportamiento probabilístico. Por lo tanto, cada sección de línea de un sistema real puede ser representado por un solo elemento, combinando correctamente las tasas de falla de las configuraciones serie – paralelo de los equipos dentro de cada sección.

Por ejemplo, el equipo de transformación usado para conectar la unidad de generación al sistema puede ser considerado como parte de la unidad de generación compuesta, tal como se muestra en la siguiente figura.

FIGURA A4 : UNIDAD DE GENERACIÓN COMPUESTA



La probabilidad de la unidad compuesta esta dado por,

$$A_c = A_1 \cdot A_2 \quad (A.13)$$

$$U_c = U_1 + U_2 - U_1 \cdot U_2 \quad (A.14)$$

Los interruptores en los extremos de una línea de transmisión se pueden considerar como parte de ella misma.

FIGURA A5 : SECCIÓN DE LÍNEA COMPUESTA



Para este último caso, las tasas equivalentes son dadas por,

$$\lambda_c = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (A.15)$$

$$r_c = \frac{\lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_2 \cdot r_2}{\lambda_1 + \lambda_2} \quad (A.16)$$

Para combinar dos componentes en paralelo con tasas de falla λ_1 y λ_2 con tiempos de reparación r_1 y r_2 respectivamente, se pueden utilizar las siguientes ecuaciones :

$$\lambda_p = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_2 \cdot r_2} \quad (A.17)$$

$$r_p = \frac{r_1 \cdot r_2}{r_1 + r_2} \quad (A.18)$$

ANEXO B FLUJO DE POTENCIA EN CORRIENTE CONTINUA.

La evaluación de flujos de potencia en un sistema eléctrico es un problema complejo, principalmente por la cantidad de variables que se deben considerar y por las relaciones no lineales existentes entre estas variables. La característica anterior hace atractiva la utilización de una metodología de cálculo aproximado, que con un grado razonable de precisión, simplifique el problema, permitiendo la realización de múltiples flujos de potencia sucesivos para el sistema bajo estudio, con el objeto de evaluar su confiabilidad.

El método de flujo de potencia en corriente continua (flujo DC), es una aproximación extensamente utilizada, que básicamente transforma las relaciones no lineales en ecuaciones circuitales puramente lineales.

Las consideraciones básicas para la realización de estudios de flujo DC, parten de la base fundamental de flujos en corriente alterna, en una línea conectada entre las barras i y j , como se muestra en la siguiente figura.

FIGURA B1 : PARÁMETROS EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

$$\begin{array}{ccc} V_i \angle \theta_i & & V_j \angle \theta_j \\ & Z_{ij} & \end{array}$$

La impedancia entre las barras $i - j$, es :

$$Z_{ij} = R_{ij} + j X_{ij} \tag{B.1}$$

Y la admitancia :

$$Y_{ij} = G_{ij} + j B_{ij} \quad (B.2)$$

El flujo de potencia entre las barra i y j , es :

$$S_{ij} = P_{ij} + j Q_{ij} = V_i^* I_{ij} \quad (B.3)$$

Donde :

$$I_{ij} = \frac{V_i L \theta_i - V_j L \theta_j}{Z_{ij}} = (V_i L \theta_i - V_j L \theta_j) * Y_{ij} \quad (B.4)$$

Entonces :

$$S_{ij} = P_{ij} + Q_{ij} = (V_i L \theta_i) (V_i L \theta_i - V_j L \theta_j) * (G_{ij} + j B_{ij}) \quad (B.5)$$

Por lo tanto el flujo de potencia activa a través de la línea puede ser expresado como :

$$P_{ij} = G_{ij} V_i^2 - G_{ij} V_i V_j \cos(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} V_i V_j \sin(\theta_i - \theta_j) \quad (B.6)$$

Teniendo en cuenta la expresión anterior, el cálculo del flujo de potencia DC, supone tres condiciones fundamentales :

1. Durante la operación de los sistemas eléctricos de potencia, se busca mantener los voltajes tan próximos a sus valores nominales como sea posible, esto permite suponer que si existe un equilibrio adecuado de potencia reactiva, se puede cumplir con esta condición, entonces la magnitud de los voltajes se situarán en un valor cercano al 100%.

$$V_i = V_j = 1.0 \text{ p.u.} \quad (B.7)$$

2. En cada línea, la resistencia es despreciable frente a la reactancia.
Por tanto la conductancia tiende a ser despreciable.

$$G_{ij} = \frac{R_{ij}}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} \approx 0$$

$$B_{ij} = - \frac{X_{ij}}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} \approx - \frac{1}{X_{ij}}$$
(B.8)

3. La diferencia entre los ángulos θ_i y θ_j entre las dos barras conectadas es pequeña.

$$(\theta_i - \theta_j) \rightarrow 0 \Rightarrow \cos(\theta_i - \theta_j) \approx 1 \quad \text{y} \quad \sin(\theta_i - \theta_j) \approx (\theta_i - \theta_j) \quad (B.9)$$

Considerando la expresión (B.6) y las condiciones fundamentales de acuerdo a las expresiones (B.7), (B.8) y (B.9), se puede establecer que el flujo de potencia activa a través de una línea entre las barras i -ésima y j -ésima responde a la siguiente ecuación :

$$P_{ij} = \frac{(\theta_i - \theta_j)}{X_{ij}} \quad (B.10)$$

Esta ecuación establece una relación lineal, muy simple, entre el flujo de potencia (P), las variables de estado del sistema (ángulos de fase θ) y la topología del mismo (a través de las reactancias)

En base a la expresión anterior, se establece que el flujo neto inyectado en la barra i -ésima desde el resto del sistema equivale a

$$P_i = \sum_{\forall j \text{ conectado a } i} P_{ij} = \sum_{\forall j \text{ conectado a } i} \frac{(\theta_i - \theta_j)}{X_{ij}} \quad (\text{B.11})$$

Si se considera que la k -ésima barra corresponde a la barra de referencia del sistema, se puede plantear una relación matricial indicado en la expresión (B.13), entre las inyecciones netas de potencia en cada nodo (P_i , $i = 1, \dots, k-1, k+1, \dots, n$) y los ángulos respectivos de desfase respecto al ángulo asociado a la barra de referencia (θ_i , $i = 1, \dots, k-1, k+1, \dots, n$). Para ello, debe tenerse presente la relación existente entre los elementos de la matriz de susceptancias nodales y las reactancias del sistema, que se indica en la siguiente expresión (B.12)

$$B_{ij} = \sum_j \frac{1}{X_{ij}} \quad i \neq k$$

$$B_{ij} = - \frac{1}{X_{ij}} \quad i \neq k \text{ y } j \neq k$$

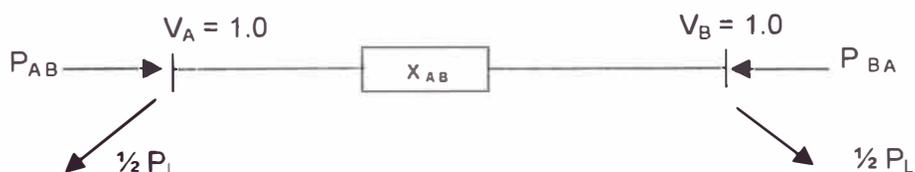
$$B_{ij} = 0 \quad i = k \text{ ó } j = k$$
(B.12)

Por lo tanto la relación matricial relevante en este caso corresponde a la siguiente expresión, en la que se excluye tanto la fila como la columna correspondientes a la barra de referencia, las que de acuerdo a (B.12) contiene solo elementos nulos.

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ \vdots \\ P_{k-1} \\ P_{k+1} \\ \vdots \\ P_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_{1,1} & \dots & B_{1,k-1} & B_{1,k+1} & \dots & B_{1,n} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ B_{k-1,1} & \dots & B_{k-1,k-1} & B_{k-1,k+1} & \dots & B_{k-1,n} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ B_{k+1,1} & \dots & B_{k+1,k-1} & B_{k+1,k+1} & \dots & B_{k+1,n} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ B_{n,1} & \dots & B_{n,k-1} & B_{n,k+1} & \dots & B_{n,n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \vdots \\ \theta_{k-1} \\ \theta_{k+1} \\ \vdots \\ \theta_n \end{bmatrix} \quad (\text{B.13})$$

El estudio de flujos de carga DC, en los términos que se ha planteado, da una muy buena aproximación en la solución, sin embargo se puede obtener una mejor aproximación introduciendo las pérdidas. Para ello, con los valores de los ángulos obtenidos según el método anterior se puede calcular de manera aproximada las pérdidas de transmisión y transformación, luego estos valores deben ser introducidos como inyecciones de potencia en los nodos extremos de las líneas, según se muestra en el siguiente gráfico.

FIGURA B2 : PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y ASIGNACIÓN A LOS NODOS DEL SISTEMA



$$P_{AB} = -P_{BA} + P_L \quad (\text{B.14})$$

Las potencias netas que se inyectan en cada nodo, son :

$$P_i' = P_i + \Delta P_i \quad (\text{B.15})$$

P_i representa la suma de la mitad de las pérdidas de transmisión de cada una de las líneas conectadas al nodo i , es decir :

$$\Delta P_i = \frac{1}{2} \sum_{j, i}^n P_{ij} \quad (\text{B.16})$$

Para el cálculo de las pérdidas en las líneas de transmisión, se parte de la ecuación general para la potencia transmitida entre los nodos i y j , considerado en la expresión (B.6), que aquí se repite :

$$P_{ij} = G_{ij} V_i^2 - G_{ij} V_i V_j \cos(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} V_i V_j \sin(\theta_i - \theta_j)$$

Esta expresión da el flujo del nodo i al nodo j ; si de manera análoga, el flujo del nodo j al nodo i , la suma de los flujos P_{ij} y P_{ji} , da como resultado :

$$P^1_{ij} = G_{ij} V_i^2 + G_{ij} V_j^2 - 2G_{ij} V_i V_j \cos(\theta_i - \theta_j) \quad (\text{B.17})$$

Considerando los voltajes unitarios, se tendrá :

$$P^1_{ij} = 2G_{ij} (1 - \cos(\theta_i - \theta_j)) \quad (\text{B.18})$$

La fórmula anterior puede ser simplificado, al desarrollar la función coseno en serie de potencias y considerando solo hasta el segundo término, por lo tanto se obtiene :

$$P^1_{ij} = 2G_{ij} (\theta_i - \theta_j)^2 \quad (\text{B.19})$$

Como se mencionó anteriormente, los problemas de flujo DC son problemas de flujos lineales, siendo el sistema de ecuaciones :

$$P = B \theta \quad (\text{B.20})$$

Al incluir las pérdidas de transmisión, el problema deja de ser lineal, y entonces el sistema de ecuaciones a resolver, es :

$$P - \Delta P = B \theta \quad (\text{B.21})$$

ANEXO C MÉTODO DE LA PROBABILIDAD CONDICIONAL.

La probabilidad condicional es uno de los métodos propuestos para el cálculo de los índices de confiabilidad en los sistemas compuestos. La principal ventaja de éste método es que permite tener presente el concepto de calidad del servicio y adicionalmente permite considerar a casi todos los principales componentes de un sistema eléctrico de potencia.

Según los modelos utilizados o las simplificaciones consideradas es factible determinar la confiabilidad sólo del sistema de generación, sólo del sistema de transmisión o la confiabilidad compuesta de los sistemas de generación-transmisión. Los modelos de carga también pueden ser tomados en cuenta y es factible implementar un modelo adecuado para cada tipo de estudio.

Muchas aplicaciones en la evaluación de la confiabilidad asumen que las fallas de los componentes dentro de un entorno fijo son eventos independientes, esto puede ser o no ser cierto. Sin embargo es enteramente posible que la falla de un componente puede resultar en la falla del sistema en un sentido condicional.

Si la ocurrencia de algún evento A es dependiente sobre un número de eventos B_j los cuales son mutuamente exclusivos, entonces :

$$P(A) = \sum_j P(A|B_j) \cdot P(B_j) \quad (C.1)$$

Si el evento A es la falla del sistema.

$$P(\text{falla del sistema}) = P(\text{falla del sistema} | B \text{ esta en servicio}) \cdot P(B_s) +$$

$$P(\text{falla del sistema} | B \text{ esta fuera de servicio}) \cdot P(B_f) \quad (\text{C.2})$$

En resumen, el método elegido consiste en evaluar las probabilidades condicionales de pérdida de carga con el sistema en diferentes estados y ponderar estas probabilidades con las probabilidades de los estados del sistema. La suma ponderada de las probabilidades de pérdida de carga, proveen un índice de confiabilidad para las diferentes barras de carga en la red eléctrica, así como los índices del sistema total en estudio.

Las probabilidades de pérdida de carga, generalmente diferente para diferentes condiciones de salida de servicio de los componentes, son esencialmente una función de la distribución de carga en el punto de carga así como de la capacidad de la red para abastecer la carga con tensiones satisfactorias y sin sobrecargas de circuitos.

La probabilidad de pérdida de carga Q_k en la barra k en una red, puede ser expresados como

$$Q_k = \sum_j [P_j \cdot (P_{gj} + P_{kj} - P_{gj} \cdot P_{kj})] \quad (\text{C.3})$$

donde :

= Un estado del sistema con algunos componentes disponibles y otros no disponibles.

P_j = Probabilidad en condición estable de la existencia del estado j .

P_{gj} = Probabilidad que la salida de la capacidad de generación exceda la capacidad de reserva.

P_{kj} = Probabilidad que la carga en la barra k , excederá la máxima carga que puede ser abastecida en la barra en el estado j sin producir pérdida de continuidad y calidad.

Los componentes del sistema pueden incluir líneas de transmisión transformadores, interruptores, etc. a cualquier detalle deseable.

Bajo cada condición de salida de servicio o estado del sistema, hay una máxima carga en cada barra que puede ser abastecida, sin violar el criterio de calidad de servicio. La probabilidad que la carga excederá este máximo, puede ser determinado de la distribución probabilística de carga que describa la barra en cuestión. Estas máximas cargas que pueden ser abastecidas en las diferentes barras son determinadas por análisis de flujo de carga en cada uno de los posibles estados del sistema.

Es también factible determinar un índice de confiabilidad en cualquier barra del sistema en términos de frecuencia esperada o frecuencia promedio.

La frecuencia de ocurrencia de un estado es igual al producto de las probabilidades de existencia del estado y las tasas de salida del mismo. Si la salida de servicio de unidades de generación y las variables de carga son consideradas en términos de probabilidades solamente y no en términos de frecuencia de ocurrencia, entonces la frecuencia esperada de falla en una barra k , F_k es dada por :

$$F_k = \sum_j [F(j) \cdot (P_{gj} + P_{kj} - P_{gj} \cdot P_{kj})] \quad (C.4)$$

F_j = Frecuencia de ocurrencia del estado j .

Si M componentes son disponibles y los restantes N componentes son no disponibles, en un estado j del sistema, la probabilidad en estado estable es calculado por la regla del producto de probabilidades

$$P_j = \left[\prod_{i \in M} A_i \right] \left[\prod_{i \in N} U_i \right] \quad (C.5)$$

donde :

A_i = Probabilidad de tener disponible el componente i , $i \in M$

U_i = Probabilidad de tener indisponible el componente, $i \in N$

La frecuencia de encontrar el estado j esta dado por :

$$F_j = P_j \cdot \left[\sum_{i \in M} \lambda_i + \sum_{i \in N} \mu_i \right] \quad (C.6)$$

donde :

λ_i = Tasa de fallas del componente i

μ_i = Tasa de reparación del componente i

Las ecuaciones C.3 y C.4 consideran las facilidades de generación como todas conectadas a una misma barra, lo cual puede ser aceptable en una configuración radial. Por lo tanto, el programa de generación usado en los análisis de flujo de carga, no se modifica para incluir la salida de unidades individuales. Esto supone que cualquier pérdida de calidad es debido a la salida de servicio de líneas o transformadores, o si la indisponibilidad total de generación excede la capacidad de reserva del mismo.

Si las unidades de generación son consideradas individualmente juntas, con las líneas de transmisión y transformadores para determinar cada condición de salida j . El programa de generación de flujos de carga, es entonces modificado para cada condición de salida de unidades de generación.

El número de condiciones de salida individuales en este caso puede ser mas grande que aquellos considerando las ecuaciones C.3 y C.4

Las ecuaciones para un caso mas general, pueden ser obtenidas de la ecuación C.1 :

$$Q_k = \sum_j [P_j . P_{kj}] \quad (C.7)$$

$$F_k = \sum_j [F_j . P_{kj}] \quad (C.8)$$

En este caso las salidas de generación son tratadas individualmente, como son los eventos de salida de transmisión, la programación de generación y el flujo de carga resultante son modificados coordinadamente.

Sin embargo, se puede observar que la ecuación C.8 no incluye un componente de frecuencia debido a las transiciones de carga. Este podría ser incluido pero también se puede suponer que todo el sistema de cargas transita desde un nivel alto hacia un nivel bajo al mismo tiempo.

Las ecuaciones C.4 y C.8 también incluyen la posible frecuencia de los componentes debido a las transiciones entre cada uno de los estados que representan una condición de falla.

La mayor tarea en la evaluación de un sistema eléctrico es determinar si un estado particular del sistema resulta en la falla del servicio en una barra, después que se han adoptado las acciones correctivas posibles. La probabilidad de falla del punto de carga depende del criterio de falla y por lo tanto de la técnica de solución utilizada.

ANEXO D
EVALUACIÓN DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD
PARA LOS PUNTOS DE CARGA Y EL SISTEMA.

En un sistema eléctrico de potencia, hay un número de barras de carga y cada barra tiene un conjunto diferente de índices de confiabilidad. Los parámetros básicos son la probabilidad y la frecuencia de falla en las barras de carga individual, pero índices adicionales pueden ser creados a partir de estos valores genéricos.

La Tabla D1, muestra una lista de los índices de punto de carga que pueden ser usados. Es importante apreciar que si estos índices son calculados para un nivel simple de carga y son expresados sobre la base de un año, entonces se designan como valores anualizados. Los índices anualizados calculados en el nivel pico de carga del sistema son usualmente mayores que los índices anuales actuales.

TABLA D1 : ÍNDICES PARA LAS BARRAS DE CARGA ANUALIZADOS

TIPOS DE VALORES	INDICES DE CONFIABILIDAD	UNIDAD	SIGLA
Valores Básicos	- Probability of Failure		Qk
	- Frequency of Failure	Fallas/año	Fk
	- Expected Number of Voltage Violations		ENVV/k
	- Expected Number of Load Curtailments		NLCk
	- Expected Load Curtailed	MW	ELCk
	- Expected Energy Not Supplied	MWh	EENSk
	- Expected Duration of Load Curtailment	Horas	EDLCK
Valores Máximos	- Maximum Load Curtailed	MW	MLCk
	- Maximum Energy Curtailed	MWh	MECK
	- Maximum Duration of Load Curtailment	Horas	MDLCK
Valores Promedio	- Average Load Curtailed	MW/corte	ALCk
	- Average Energy Not Supplied	MWh/corte	AENSk
	- Average Duration of Curtailment	Horas/corte	ADLCK
Valores por Aislamiento de la Barra	- Expected Number of Load Curtailments		NLC_1k
	- Expected Load Curtailed	MW	ELC_1k
	- Expected Energy Not Supplied	MWh	EENS_1k
	- Expected Duration of Load Curtailment	Horas	EDLC 1k

Los índices listados en la tabla anterior pueden ser calculados usando las siguientes ecuaciones

$$\text{Probabilidad de falla } Q_k = \sum P_j \cdot P_{kj} \quad (\text{D.1})$$

$$\text{Frecuencia de falla } F_k = \sum F_j \cdot P_{kj} \quad (\text{D.2})$$

Donde : j es una condición de salida en el sistema

P_j es la probabilidad de existencia de la salida j

F_j es la frecuencia de ocurrencia de la salida j

P_{kj} es la probabilidad de que la carga en la barra k exceda la carga máxima que puede ser suministrada en esa barra durante la salida j

$$\text{Número Esperado de Violaciones de Voltaje} = \sum_{j \in V} F_j \quad (\text{D.3})$$

Donde : $j \in V$ incluye todas las contingencias que causan violaciones de voltaje en la barra k

$$\text{Número Esperado de Cortes de Carga} = \sum_{j \in x,y} F_j \quad (\text{D.4})$$

Donde : $j \in x$ incluye todas las contingencias que resultan en sobrecargas de la línea, los cuales son aliviados por el corte de carga en la barra k
 $j \in y$ incluye todas las contingencias que resultan en un aislamiento de la barra k

$$\text{Corte de Carga Esperado} = \sum_{j \in X,Y} L_{kj} F_j \text{ MW} \quad (\text{D.5})$$

Donde : L_{kj} es la carga cortada en la barra k para aliviar la sobrecarga en las líneas, debido a la contingencia j o la carga no suministrada en una barra aislada k debido a la contingencia j .

$$\text{Valor Esperado de Energía No Suministrada} = \sum_{j \in X,Y} L_{kj} D_{kj} F_j \text{ MWh} \quad (\text{D.6})$$

$$= \sum_{j \in X,Y} L_{kj} P_j \cdot 8760 \quad (\text{D.7})$$

Donde : D_{kj} es la duración en horas de la carga cortada debido a la salida j ;
o la duración en horas del corte de carga en una barra aislada debido a la salida j .

$$\text{Duración Esperada de Corte de Carga} = \sum_{j \in X,Y} D_{kj} F_j \text{ horas} \quad (\text{D.8})$$

$$= \sum_{j \in X,Y} P_j \cdot 8760 \text{ horas} \quad (\text{D.9})$$

Valores Máximos :

$$\text{Corte de Carga Máxima} = \text{Max} \{ L_{k1}, L_{k2}, \dots, L_{kj}, \dots \} \quad (\text{D.10})$$

$$\text{Máxima Energía Cortada} = \text{Max} \{ L_{k1} D_{k1}, L_{k2} D_{k2}, \dots, L_{kj} D_{kj}, \dots \} \quad (\text{D.11})$$

$$\text{Máxima Duración de Corte de Carga} = \text{Max} \{ D_{k1}, D_{k2}, \dots, D_{kj}, \dots \} \quad (\text{D.12})$$

Valores Promedio :

$$\text{Corte de Carga Promedio} = \frac{\sum_{j \in x,y} L_{kj} F_j}{\sum_{j \in x,y} F_j} \quad \text{MW / corte} \quad (\text{D.13})$$

$$\text{Energía No Suministrada Promedio} = \frac{\sum_{j \in x,y} L_{kj} D_{kj} F_j}{\sum_{j \in x,y} F_j} \quad \text{Mwh / corte} \quad (\text{D.14})$$

$$\text{Duración de Corte Promedio} = \frac{\sum_{j \in x,y} D_{kj} F_j}{\sum_{j \in x,y} F_j} \quad \text{h / corte} \quad (\text{D.15})$$

Índices debido al aislamiento de la barra K :

$$\text{Número de Cortes Esperado} = \sum_{j \in y} F_j \quad (\text{D.16})$$

$$\text{Corte de Carga Esperado} = \sum_{j \in y} L_{kj} F_j \quad \text{MW} \quad (\text{D.17})$$

$$\text{Valor Esperado de Energía No Suministrada} = \sum_{j \in y} L_{kj} D_{kj} F_j \quad (\text{D.18})$$

$$= \sum_{j \in y} L_{kj} P_j \cdot 8760 \text{ MWh} \quad (\text{D.19})$$

$$\text{Duración Esperada de Corte de Carga} = \sum_{j \in y} D_{kj} F_j \quad (\text{D.20})$$

$$= \sum P_j \cdot 8760 \text{ horas} \quad (\text{D.21})$$

Los índices de punto de carga individual pueden ser agregados convenientemente, para producir un conjunto de índices de sistema el cual provee una evaluación total de la confiabilidad del sistema.

TABLA D2 : ÍNDICES ANUALIZADOS DEL SISTEMA

TIPOS DE VALORES	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD	UNIDAD	SIGLA
Valores Básicos	- Bulk Power Interruption Index	MW/MW-año	BPII
	- Bulk Power Supply Average MW curtailment/ disturbance	MW/evento	BPISA
Valores Promedio	- Bulk Power Energy Curtailment Index	MWh/MW-año	BPECI
	- Modified Bulk Power Energy Curtailment Index		MBPECI
Valores Máximos	- Average number of curtailments / load point		ANC_LP
	- Average load curtailed / load point	MW	ALC_LP
	- Average Energy Curtailed /load point	MWh	AEC_LP
	- Average Duration of Load Curtailed / load point	Horas	ADLC_LP
Valores Básicos	- Maximum System Load Curtailed under any contingency	MW	MSLC
	- Maximum System energy Not Supplied under any contingency	MWh	MSENS

Estos índices pueden ser calculados mediante las siguientes fórmulas :

$$\text{Índice de Interrupción de Potencia} = \frac{\sum_k \sum_{j \in x,y} L_{kj} F_j}{L_s} \text{ MW / MW-año (D.22)}$$

donde L_s es la carga total del sistema.

$$\text{Corte de Potencia Suministrada Promedio MW /evento} = \frac{\sum_k \sum_{j \in x,y} L_{kj} F_j}{\sum_{j \in x,y} F_j} \text{ MW / evento (D.23)}$$

$$\text{Índice de Corte de Energía} = \frac{\sum_k \sum_{j \in x,y} L_{kj} \cdot D_{kj} \cdot F_j}{L_s} \text{ MWh / MW-año (D.24)}$$

$$\text{Índice de Corte de Energía Modificado} = \frac{\sum_k \sum_{j \in x,y} L_{kj} \cdot D_{kj} \cdot F_j}{8760 \text{ Ls}} \quad (\text{D.25})$$

$$\text{Número promedio de cortes / punto de carga} = \sum_k \sum_{j \in x,y} F_j / C \quad (\text{D.26})$$

donde C es el número de puntos de carga

$$\text{Número promedio de cortes / punto de carga} = \sum_k \sum_{j \in x,y} L_{kj} F_j / C \quad (\text{D.27})$$

$$\text{Promedio de cortes de energía / punto de carga} = \sum_k \sum_{j \in x,y} L_{kj} \cdot D_{kj} \cdot F_j / C \quad (\text{D.28})$$

$$\text{Duración promedio de corte de carga / punto de carga} = \sum_k \sum_{j \in x,y} D_{kj} / C \quad (\text{D.29})$$

$$\text{Número promedio de violaciones de voltaje / punto de carga por año} = \sum_k \sum_{j \in V} F_j / C \quad (\text{D.30})$$

El número promedio de violaciones de voltaje por punto de carga está determinado en aquellos estudios en los que se realiza flujo de carga para cada contingencia y niveles aceptables de voltaje son definidos en cada barra de carga.

Corte de Carga Máxima del Sistema, bajo alguna condición de contingencia

$$= \text{Max} \{ \sum L_{k1}, \sum L_{k2}, \dots, \sum L_{kj}, \dots \} \quad (\text{D.31})$$

Máxima Energía Cortada del Sistema, bajo alguna condición de contingencia

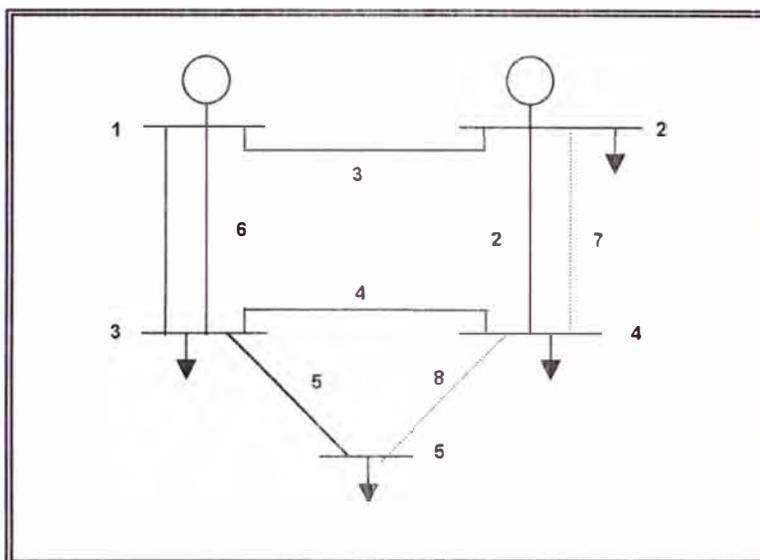
$$= \text{Max} \{ \sum_k L_{k1} D_{k1}, \sum_k L_{k2} D_{k2}, \dots, \sum_k L_{kj} D_{kj}, \dots \} \quad (\text{D.32})$$

ANEXO E SISTEMA ELÉCTRICO SP-1.

Para mostrar la aplicación del programa desarrollado como parte del presente trabajo, se ha utilizado el sistema analizado en la siguiente Referencia [7].

Este sistema eléctrico corresponde a un sistema compuesto de 5 barras, según se muestra en la siguiente figura.

FIGURA E1: SISTEMA COMPUESTO DE CINCO BARRAS SP-1



Caso Base : ———
Líneas Proyectadas : - - - - -

TABLA E1 : DATOS DE LA DEMANDA

Barra	Máxima Demanda (MW)	Factor de Potencia	Generación en Máxima Demanda (MW)	Limites de Potencia Reactiva (MVAR)
1	0	-	Barra Swing	-20 a 20
2	20	1.0	110	-10 a 40
3	85	1.0	-	-
4	40	1.0	-	-
5	10	1.0	-	-

Potencia Base : 100 MVA

Voltaje Base : 110 kV

Tolerancia máxima en desviación de tensión : 5 %

TABLA E2 : DATOS DE GENERACIÓN

Barra	No de Unidades	Capacidad de cada unidad (MW)	Capacidad Total por Barra (MW)	Tipo de Unidad	Tasa de falla por unidad (f/año)	Tasa de reparación por unidad (r/año)	Probabilidad de salida
1	4	20	80	Térmica	1.1	73	0.015
2	7	5	130	Hidráulica	0.5	100	0.005
	1	15		Hidráulica	0.5	100	0.005
	4	20		Hidráulica	0.5	100	0.005

Barra de Referencia : 1

(Si la barra 1 es aislado de la red debido a una condición de falla en alguno de los elementos, entonces la barra 2 es seleccionado como la barra de referencia)

TABLA E3 : DATOS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Línea	Longitud (millas)	Impedancia (p.u.)	Susceptancia (b/2)	Tasa de falla (f/año)	Probabilidad de falla
1,6	30	0.0342 + j 0.18	0.0106	1.5	0.001713
2,7	100	0.1140 + j 0.60	0.0352	5.0	0.005710
3	80	0.0912 + j 0.48	0.0282	4.0	0.004568
4,5,8	20	0.0228 + j 0.12	0.0071	1.0	0.001142

Características de las líneas :

Las líneas son del tipo 795 ACSR 54/7

Capacidad de Corriente = 374 A = 0.71 p.u.

Tasa de falla = 0.05 fallas/año/milla

Duración esperada por reparación = 10 horas

TABLA E4 : ÍNDICES DE CONFIABILIDAD PARA EL SISTEMA COMPUESTO
CASO BASE DE LA REFERENCIA [7]

INDICES DE CONFIABILIDAD POR BARRA						
BAR	Qk	Fk	NLck	ELck	EENSk	EDLck
1	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
2	.00000255	.00453407	.00000000	.01000000	.07000000	.02000000
3	.00898056	8.19758380	3.14000000	49.14000000	448.72000000	29.78000000
4	.00562033	5.12946780	.04000000	.60000000	2.95000000	.02200000
5	.00671280	6.10382120	1.05000000	10.43000000	99.08000000	9.96000000
INDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA						
	BPII	BPSA	BPECI	MBPECI		
	.38824	14.3903900	3.55366	.00040567		

ANEXO F SISTEMA DE TRANSMISIÓN ETEDEL

Para realizar la aplicación del programa TRANSREL en un sistema real, se ha desarrollado un modelo simplificado del sistema que comprende a las empresas ETECEN, EDEGEL y EDELNOR considerando los elementos principales del sistema de transmisión en los niveles de 220kV - 60kV.

Este sistema fue construido, utilizando la información disponible del Sistema Interconectado Centro Norte así como de las respectivas empresas de generación, transmisión y distribución, en las siguientes direcciones electrónicas :

MEM	: http://www.mem.gob.pe
COES	: http://www.coes.org.pe
OSINERG	: http://www.osinerg.org.pe
CTE	: http://www.cte.org.pe
ELECTROPERU	: http://www.electroperu.com.pe
EDEGEL	: http://www.edegel.com
ETECEN	: http://www.etcen.com.pe
EDELNOR	: http://www.edelnor.com.pe

El sistema se muestra en la Figura F1 y los datos de la demanda, generación y sistema de transmisión son desarrollados en las tablas correspondientes

TABLA F1 : DATOS GENERALES PARA EL SISTEMA

SISTEMA DE PRUEBA ETEDEL ETECEN – EDEGEL – EDELNOR	
BARRA DE REFERENCIA	HUINC 220
NUMERO DE BARRAS	76
NUMERO DE GENERADORES	9
NUMERO DE ELEMENTOS	96
POTENCIA BASE (MVA)	100

TABLA F2 : DATOS DE BARRAS

Barra	Tipo de Barra	Importancia de la Carga	Tensión [kV]
1	2	0	220.0
2	2	0	220.0
3	3	0	220.0
4	1	3	220.0
5	3	0	220.0
6	3	0	220.0
7	3	0	60.0
8	3	0	220.0
9	1	3	220.0
10	2	0	60.0
11	1	3	60.0
12	1	3	60.0
13	3	0	220.0
14	3	0	220.0
15	1	3	220.0
16	1	3	220.0
17	1	3	220.0
18	3	0	220.0
19	2	0	220.0
20	1	3	220.0
21	3	0	220.0
22	1	3	220.0
23	1	3	220.0
24	1	3	60.0
25	2	0	60.0
26	1	3	60.0
27	1	3	60.0
28	2	0	60.0
29	3	0	220.0
30	2	0	220.0
31	1	3	60.0
32	1	3	60.0
33	1	3	60.0
34	1	3	60.0

35	2	0	220.0
36	3	0	220.0
37	1	3	60.0
38	1	3	60.0
39	1	3	60.0
40	3	0	60.0
41	1	3	60.0
42	3	0	60.0
43	3	0	60.0
44	3	0	60.0
45	3	0	60.0
46	3	0	60.0
47	3	0	60.0
48	1	3	60.0
49	1	3	60.0
50	1	3	60.0
51	3	0	60.0
52	3	0	60.0
53	3	0	60.0
54	3	0	60.0
55	3	0	60.0
56	1	3	60.0
57	2	0	220.0
58	1	3	10.0
59	1	3	10.0
60	1	3	10.0
61	1	3	10.0
62	1	3	10.0
63	1	3	10.0
64	1	3	10.0
65	1	3	10.0
66	1	3	10.0
67	1	3	10.0
68	1	3	10.0
69	3	0	60.0
70	3	0	60.0
71	1	3	10.0
72	1	3	10.0
73	1	3	10.0
74	1	3	10.0
75	1	3	10.0
76	1	3	10.0

TABLA F3 : DATOS DE LA DEMANDA Y GENERACIÓN

Barra	Máxima Demanda [MW]	Máxima Demanda [MVAR]	Generación [MW]	Generación [MVAR]
1	0.00	0.00	0.00	0.00
2	74.20	0.00	11.48	5.71
3	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.90	2.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	0.00	0.00
7	0.00	0.00	0.00	-33.00
8	0.00	0.00	0.00	0.00
9	0.00	0.00	38.20	12.60
10	27.70	0.00	0.00	0.00
11	0.00	0.00	49.17	2.45
12	0.00	0.00	177.57	31.12
13	0.00	0.00	0.00	0.00
14	0.00	0.00	0.00	-16.00
15	0.00	0.00	51.65	28.99
16	0.00	0.00	24.84	13.54
17	0.00	0.00	42.70	24.37
18	0.00	0.00	0.00	0.00
19	836.90	0.00	100.47	-17.00
20	0.00	0.00	23.40	11.30
21	0.00	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	5.30	-4.20
23	0.00	0.00	3.84	1.43
24	0.00	0.00	28.68	-6.01
25	64.00	0.00	17.89	7.63
26	0.00	0.00	44.52	14.52
27	0.00	0.00	61.03	26.97
28	73.46	0.00	0.90	0.45
29	0.00	0.00	0.00	0.00
30	125.10	0.00	0.00	0.00
31	0.00	0.00	51.03	12.52
32	0.00	0.00	8.63	-5.77
33	0.00	0.00	103.07	38.69
34	0.00	0.00	119.96	18.97
35	40.40	0.00	0.00	0.00
36	0.00	0.00	0.00	0.00
37	0.00	0.00	22.01	10.85
38	0.00	0.00	8.57	3.56
39	0.00	0.00	6.75	3.19
40	0.00	0.00	0.00	0.00
41	0.00	0.00	2.92	0.00
42	0.00	0.00	0.00	0.00
43	0.00	0.00	0.00	0.00
44	0.00	0.00	0.00	0.00
45	0.00	0.00	0.00	0.00
46	0.00	0.00	0.00	0.00

47	0.00	0.00	0.00	0.00
48	0.00	0.00	0.08	0.00
49	0.00	0.00	5.30	0.00
50	0.00	0.00	10.20	0.00
51	0.00	0.00	0.00	0.00
52	0.00	0.00	0.00	0.00
53	0.00	0.00	0.00	0.00
54	0.00	0.00	0.00	-10.00
55	0.00	0.00	0.00	0.00
56	0.00	0.00	9.84	9.26
57	148.20	0.00	0.00	0.00
58	0.00	0.00	7.42	5.62
59	0.00	0.00	37.85	21.24
60	0.00	0.00	9.38	8.49
61	0.00	0.00	9.38	8.49
62	0.00	0.00	50.98	39.10
63	0.00	0.00	11.34	0.00
64	0.00	0.00	26.67	10.49
65	0.00	0.00	4.41	0.00
66	0.00	0.00	4.96	0.60
67	0.00	0.00	7.42	0.75
68	0.00	0.00	8.40	1.87
69	0.00	0.00	0.00	0.00
70	0.00	0.00	0.00	0.00
71	0.00	0.00	1.24	0.15
72	0.00	0.00	48.04	15.37
73	0.00	0.00	29.60	13.11
74	0.00	0.00	28.52	20.67
75	0.00	0.00	21.68	6.56
76	0.00	0.00	35.02	10.83

TABLA F4 : LÍMITES DE GENERACIÓN

Barra	Generación mínima [MVA]	Generación máxima [MVA]
1	85.00	340.00
2	0.00	152.42
10	22.40	44.80
19	202.50	1087.50
25	35.00	105.00
28	17.50	96.50
30	80.00	160.00
35	0.00	49.80
57	84.00	168.00

TABLA F5 : ESTADÍSTICAS DE INTERRUPCIONES – LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Tensión [kV]	Tasa de Falla [año - 100km]-1	MTTR [horas]
500	0.05000000	14.00
230	0.06690000	33.00
138	0.42780000	42.00
69	0.70800000	42.00

**MTTR : Tiempo Medio de Indisponibilidad
Duración Esperada de Reparación**

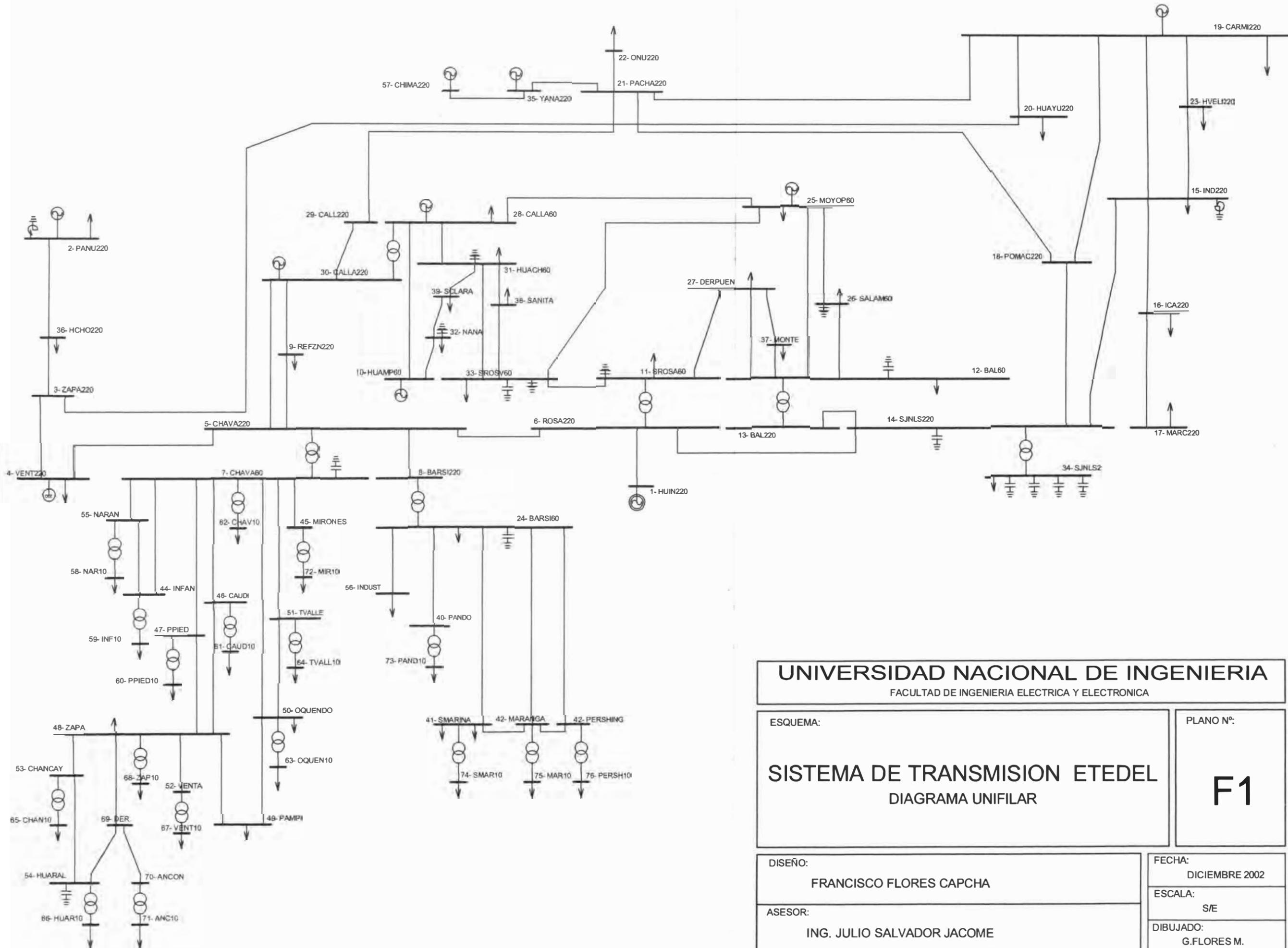
Referencia : Dr. Edson Luis Da Silva, profesor de la Universidad Federal de Santa Catarina, Brasil Corresponden a las estadísticas con que cuenta el Centro de Pesquisa de Energía Eléctrica (CEPEL) de Río de Janeiro

TABLA F6 : ESTADÍSTICAS DE INTERRUPCIONES – TRANSFORMADORES

Tensión Primaria [kV]	Tasa de Falla [año]-1	MTTR [horas]
500	0.15000000	12.00
230	0.20000000	10.00
138	0.25000000	10.00

Referencia : Dr. Edson Luis Da Silva, profesor de la Universidad Federal de Santa Catarina, Brasil Corresponden a las estadísticas con que cuenta el Centro de Pesquisa de Energía Eléctrica (CEPEL) de Río de Janeiro

PLANO 1



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

ESQUEMA:
SISTEMA DE TRANSMISION ETEDEL
 DIAGRAMA UNIFILAR

PLANO N°:
F1

DISEÑO:
 FRANCISCO FLORES CAPCHA

FECHA:
 DICIEMBRE 2002

ASESOR:
 ING. JULIO SALVADOR JACOME

ESCALA:
 S/E
 DIBUJADO:
 G.FLORES M.

TABLA F7 : DATOS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Nro	Origen	Llegada	Tensión [kV]	Resistencia [p.u.]	Reactancia [p.u.]	Admitancia [p.u.]	Potencia Máxima [MVA]	Tasa de Falla [año]-1	MTTR [horas]
1	13	14	220.0	0.00074917	0.00518347	0.00	250.00	0.00198011	16.50
2	15	16	220.0	0.00946612	0.05542810	0.00	141.00	1.05101000	33.00
3	16	17	220.0	0.02658058	0.15532025	0.00	141.00	2.95120000	33.00
4	15	19	220.0	0.02977893	0.28238636	0.00	152.40	8.04146000	33.00
5	19	18	220.0	0.01152211	0.10926136	0.00	304.80	7.52774562	16.50
6	21	19	220.0	0.01168988	0.11085227	0.00	304.80	2.59857912	16.50
7	21	18	220.0	0.00161777	0.01534091	0.00	152.40	0.60183000	33.00
8	8	5	220.0	0.00074938	0.00499587	0.00	457.20	1.69456385	1.73
9	19	23	220.0	0.00808884	0.07670455	0.00	152.40	2.02905000	33.00
10	23	15	220.0	0.02173802	0.20613636	0.00	152.40	5.41298000	33.00
11	20	19	220.0	0.00919132	0.08303884	0.00	152.40	2.00000000	33.00
12	25	12	60.0	0.14147222	0.60704444	0.00	46.80	0.32780400	42.00
13	12	26	60.0	0.01375000	0.05712500	0.00	56.10	0.03186000	42.00
14	25	26	60.0	0.12833333	0.55300000	0.00	46.80	0.29736000	42.00
15	29	21	220.0	0.00451240	0.03910744	0.00	304.80	3.17913811	16.50
16	30	29	220.0	0.00002479	0.00021488	0.00	381.10	0.00013380	33.00
17	30	5	220.0	0.00858471	0.05311074	0.00	340.00	0.03706260	33.00
18	9	5	220.0	0.00331612	0.02051570	0.00	340.00	0.01431660	33.00
19	9	30	220.0	0.00564050	0.03489587	0.00	340.00	0.02435160	33.00
20	10	28	60.0	0.19583333	0.34009722	0.00	40.00	0.16638000	42.00
21	28	25	60.0	0.05375000	0.09173333	0.00	56.10	0.09133200	42.00
22	20	3	220.0	0.02855661	0.27079546	0.00	152.40	8.98870000	33.00
23	22	21	220.0	0.00236529	0.02271570	0.00	258.10	0.01445040	33.00
24	14	6	220.0	0.00327273	0.01336364	0.00	457.20	0.52049247	16.50
25	1	6	220.0	0.00486777	0.03330579	0.00	685.80	0.04147800	33.00
26	11	33	60.0	0.00021111	0.00142778	0.00	457.20	3.77528090	1.05
27	6	5	220.0	0.00054442	0.00432025	0.00	457.20	0.31209094	16.50
28	18	14	220.0	0.00726963	0.06448864	0.00	304.80	3.00227452	16.50
29	15	14	220.0	0.01907459	0.10779360	0.00	304.80	1.61881808	16.50

30	31	28	60.0	0.34333333	0.59625556	0.00	40.50	0.29169600	42.00
31	33	31	60.0	0.12500000	0.21541667	0.00	31.20	0.10620000	42.00
32	4	5	220.0	0.00056942	0.00354793	0.00	685.90	0.82892890	16.50
33	21	35	220.0	0.00923554	0.09604959	0.00	380.00	0.05980860	33.00
34	2	36	220.0	0.00914876	0.06024793	0.00	228.60	0.85644000	33.00
35	36	3	220.0	0.01863636	0.12272727	0.00	228.60	1.74460000	33.00
36	3	4	220.0	0.00141322	0.00929752	0.00	457.30	2.59740000	33.00
37	12	37	60.0	0.01472222	0.05763889	0.00	56.10	0.03540000	42.00
38	37	27	60.0	0.01562778	0.06090000	0.00	69.60	0.04106400	42.00
39	33	38	60.0	0.05659444	0.15758333	0.00	40.50	0.08637600	42.00
40	38	31	60.0	0.02881944	0.08968611	0.00	40.50	0.05876400	42.00
41	32	10	60.0	0.06583333	0.11433056	0.00	40.50	0.05593200	42.00
42	32	39	60.0	0.04331667	0.14156389	0.00	40.50	0.08000400	42.00
43	39	31	60.0	0.03423611	0.11215278	0.00	40.50	0.06018000	42.00
44	25	33	60.0	0.06522778	0.25206667	0.00	56.20	0.28178400	42.00
45	24	40	60.0	0.01109722	0.03777778	0.00	139.20	1.35641295	1.60
46	24	41	60.0	0.00591111	0.02206111	0.00	139.20	2.01609490	2.18
47	41	42	60.0	0.01711111	0.06386111	0.00	69.60	2.00000000	3.57
48	42	43	60.0	0.01571111	0.05413333	0.00	69.60	3.00000000	13.95
49	24	42	60.0	0.00944444	0.03220556	0.00	69.60	1.67000000	8.83
50	24	43	60.0	0.02496944	0.08504444	0.00	69.60	3.00000000	3.56
51	7	44	60.0	0.01195833	0.04229167	0.00	69.60	1.33000000	3.98
52	7	45	60.0	0.01088889	0.04180556	0.00	138.40	2.07080916	1.76
53	7	46	60.0	0.04490556	0.17353333	0.00	69.60	6.00000000	2.90
54	46	48	60.0	0.05631667	0.21751667	0.00	69.60	2.67000000	2.77
55	7	47	60.0	0.04697778	0.18078056	0.00	69.60	2.67000000	4.21
56	47	48	60.0	0.01946111	0.07422778	0.00	69.60	1.33000000	3.46
57	48	49	60.0	0.03703333	0.12063889	0.00	69.60	2.33000000	2.87
58	7	51	60.0	0.02493333	0.08122222	0.00	69.60	2.00000000	3.70
59	51	50	60.0	0.02750000	0.08958333	0.00	69.60	1.33000000	3.98
60	7	50	60.0	0.03006667	0.09794444	0.00	69.60	1.33000000	3.98
61	50	49	60.0	0.02383333	0.07763889	0.00	69.60	3.33000000	1.98
62	48	52	60.0	0.01650000	0.05375000	0.00	69.60	5.33000000	2.39
63	48	53	60.0	0.25787222	0.45370000	0.00	31.00	4.00000000	5.07

64	53	54	60.0	0.10457500	0.18839167	0.00	25.90	1.67000000	3.29
65	7	55	60.0	0.00170833	0.00604167	0.00	69.60	1.33000000	3.98
66	55	44	60.0	0.01161667	0.04108333	0.00	69.60	1.33000000	3.98
67	24	56	60.0	0.00269167	0.00918333	0.00	139.20	1.33000000	3.98
68	27	12	60.0	0.02270556	0.08412222	0.00	56.10	0.04743600	42.00
69	27	11	60.0	0.01135278	0.04206111	0.00	124.80	0.04743600	42.00
70	57	35	220.0	0.00413223	0.04297521	0.00	380.00	0.02676000	33.00
71	48	69	60.0	0.06332222	0.10682778	0.00	25.90	1.33000000	3.98
72	69	54	60.0	0.31506667	0.53153333	0.00	25.90	4.67000000	6.37
73	69	70	60.0	0.00977778	0.02120000	0.00	15.60	1.33000000	3.98
74	13	12	220.0	0.00081111	0.03119444	0.00	360.00	0.20000000	10.00
75	6	11	220.0	0.00349867	0.03133330	0.00	375.00	1.06248047	3.13
76	5	7	220.0	0.00075000	0.03222222	0.00	360.00	2.07111632	1.32
77	30	28	220.0	0.00390588	0.13823529	0.00	85.00	0.20000000	10.00
78	14	34	220.0	0.00134167	0.04895833	0.00	240.00	0.16000000	5.00
79	58	55	60.0	0.01960000	0.41600000	0.00	25.00	1.67000000	4.84
80	59	44	60.0	0.00980000	0.20800000	0.00	50.00	1.55711792	2.07
81	60	47	60.0	0.01960000	0.37200000	0.00	25.00	1.67000000	4.84
82	61	46	60.0	0.01960000	0.37200000	0.00	25.00	1.67000000	4.95
83	62	7	60.0	0.00653333	0.12733333	0.00	75.00	2.40639344	1.17
84	63	50	60.0	0.01960000	0.38200000	0.00	25.00	1.00000000	6.00
85	64	51	60.0	0.00960000	0.19260000	0.00	50.00	1.87819732	1.93
86	65	53	60.0	0.00000000	0.40000000	0.00	6.00	1.00000000	6.00
87	66	54	60.0	0.00000000	0.39600000	0.00	25.00	1.67000000	4.84
88	67	52	60.0	0.05290698	0.78953488	0.00	17.20	1.67000000	4.86
89	68	48	60.0	0.04127907	0.78953488	0.00	17.20	1.67000000	4.84
90	71	70	60.0	0.06022727	1.18181818	0.00	8.80	1.00000000	6.00
91	72	45	60.0	0.00653333	0.12266667	0.00	75.00	2.05234630	1.10
92	73	40	60.0	0.00980000	0.19100000	0.00	50.00	1.87819732	1.93
93	74	41	60.0	0.00980000	0.19100000	0.00	50.00	1.87819732	1.93
94	75	42	60.0	0.00980000	0.20180000	0.00	50.00	2.21699524	2.11
95	76	43	60.0	0.00980000	0.19100000	0.00	50.00	1.73414057	2.05
96	8	24	220.0	0.00176471	0.04549020	0.00	255.00	2.39455516	1.16

ANEXO G
ÍNDICES ADICIONALES PARA EL SISTEMA ETEDEL

La información adicional entregado por el programa TRANSREL, en relación a los índices de confiabilidad para las barras del sistema de transmisión ETEDEL, son presentados a continuación.

TABLA G1 : VALORES MÁXIMOS DE CORTE DE CARGA POR BARRA

BAR	MLCk	PROBABILIDAD	EVENTO	
1-HUIN220	0.0000	0.00000000	0	0
2-PANU220	0.0000	0.00000000	0	0
3-ZAPA220	0.0000	0.00000000	0	0
4-VENT220	0.9000	0.00011076	5	36
5-CHAVA220	0.0000	0.00000000	0	0
6-ROSA220	0.0000	0.00000000	0	0
7-CHAVA60	0.0000	0.00000000	0	0
8-BARSI220	0.0000	0.00000000	0	0
9-REFZN220	38.2000	0.00000746	15	32
10-HUAMP60	0.0000	0.00000000	0	0
11-SROSA60	49.1700	0.00030275	75	0
12-BAL60	177.5700	0.00000082	25	35
13-BAL220	0.0000	0.00000000	0	0
14-SJNLS220	0.0000	0.00000000	0	0
15-IND220	51.6500	0.00000082	25	35
16-ICA220	24.8400	0.00316082	2	0
17-MARC220	42.7000	0.00316082	2	0
18-POMAC220	0.0000	0.00000000	0	0
19-CARMI220	0.0000	0.00000000	0	0
20-HUAYU220	23.4000	0.00020367	11	22
21-PACHA220	0.0000	0.00000000	0	0
22-ONU220	5.3000	0.00004345	23	0
23-HVELI220	3.8400	0.00012443	9	10
24-BARSI60	28.6800	0.00026727	8	0
25-MOYOP60	0.0000	0.00000000	0	0
26-SALAM60	44.5200	0.00000000	1	14
27-DERPUEN	61.0300	0.00000000	1	69
28-CALLA60	0.0000	0.00000000	0	0
29-CALL220	0.0000	0.00000000	0	0
30-CALLA220	0.0000	0.00000000	0	0
31-HUACH60	51.0300	0.00000013	21	75
32-NANA	8.6300	0.00000075	15	25
33-SROSV60	103.0700	0.00000000	1	75
34-SJNLS2	119.9600	0.00007291	78	0
35-YANA220	0.0000	0.00000000	0	0
36-HCHO220	0.0000	0.00000000	0	0

37-MONTE	22.0100	0.00000000	1	38
38-SANITA	8.5700	0.00000082	25	35
39-SCLARA	6.7500	0.00000082	25	35
40-PANDO	0.0000	0.00000000	0	0
41-SMARINA	2.9200	0.00026727	8	0
42-MARANGA	0.0000	0.00000000	0	0
42-PERSHING	0.0000	0.00000000	0	0
44-INFAN	0.0000	0.00000000	0	0
45-MIRONES	0.0000	0.00000000	0	0
46-CAUDI	0.0000	0.00000000	0	0
47-PIED	0.0000	0.00000000	0	0
48-ZAPA	0.0800	0.00025009	76	0
49-PAMPI	5.3000	0.00025009	76	0
50-OQUENDO	10.2000	0.00025009	76	0
51-TVALLE	0.0000	0.00000000	0	0
52-VENTA	0.0000	0.00000000	0	0
53-CHANCAY	0.0000	0.00000000	0	0
54-HUARAL	0.0000	0.00000000	0	0
55-NARAN	0.0000	0.00000000	0	0
56-INDUST	9.8400	0.00026727	8	0
57-CHIMA220	0.0000	0.00000000	0	0
58-NAR10	7.4200	0.00025009	76	0
59-INF10	37.8500	0.00025009	76	0
60-PIED10	9.3800	0.00025009	76	0
61-CAUD10	9.3800	0.00025009	76	0
62-CHAV10	50.9800	0.00025009	76	0
63-OQUEN10	11.3400	0.00025009	76	0
64-TVALL10	26.6700	0.00025009	76	0
65-CHAN10	4.4100	0.00025009	76	0
66-HUAR10	4.9600	0.00025009	76	0
67-VENT10	7.4200	0.00116093	62	0
68-ZAP10	8.4000	0.00025009	76	0
69-DER	0.0000	0.00000000	0	0
70-ANCON	0.0000	0.00000000	0	0
71-ANC10	1.2400	0.00048241	73	0
72-MIR10	48.0400	0.00033170	52	0
73-PAND10	29.6000	0.00026727	8	0
74-SMAR10	28.5200	0.00026727	8	0
75-MAR10	21.6800	0.00026727	8	0
76-PERSH10	35.0200	0.00026727	8	0

TABLA G2 : VALORES MÁXIMOS DE ENERGÍA CORTADA POR BARRA

BAR	MECK	PROBABILIDAD	EVENTO	
1-HUIN220	0.0000	0.00000000	0	0
2-PANU220	0.0000	0.00000000	0	0
3-ZAPA220	0.0000	0.00000000	0	0
4-VENT220	11.4528	0.00000122	25	36
5-CHAVA220	0.0000	0.00000000	0	0
6-ROSA220	0.0000	0.00000000	0	0

7-CHAVA60	0.0000	0.00000000	0	0
8-BARSI220	0.0000	0.00000000	0	0
9-REFZN220	486.0768	0.00000000	16	36
10-HUAMP60	0.0000	0.00000000	0	0
11-SROSA60	624.9282	0.00000082	25	35
12-BAL60	2256.8330	0.00000082	25	35
13-BAL220	0.0000	0.00000000	0	0
14-SJNLS220	0.0000	0.00000000	0	0
15-IND220	656.4479	0.00000082	25	35
16-ICA220	512.5673	0.00316082	2	0
17-MARC220	885.0656	0.00887543	3	0
18-POMAC220	0.0000	0.00000000	0	0
19-CARMI220	0.0000	0.00000000	0	0
20-HUAYU220	301.4278	0.00020367	11	22
21-PACHA220	0.0000	0.00000000	0	0
22-ONU220	109.0978	0.00004345	23	0
23-HVELI220	49.2084	0.00012443	9	10
24-BARSI60	364.5097	0.00000082	25	35
25-MOYOP60	0.0000	0.00000000	0	0
26-SALAM60	675.9760	0.00000017	13	14
27-DERPUEN	775.6633	0.00000082	25	35
28-CALLA60	0.0000	0.00000000	0	0
29-CALL220	0.0000	0.00000000	0	0
30-CALLA220	0.0000	0.00000000	0	0
31-HUACH60	648.5679	0.00000082	25	35
32-NANA	131.0391	0.00000030	30	41
33-SROSV60	1309.9730	0.00000082	25	35
34-SJNLS2	1524.6370	0.00000082	25	35
35-YANA220	0.0000	0.00000000	0	0
36-HCHO220	0.0000	0.00000000	0	0
37-MONTE	334.0457	0.00000003	37	38
38-SANITA	130.0824	0.00000009	39	40
39-SCLARA	102.4561	0.00000009	42	43
40-PANDO	0.0000	0.00000000	0	0
41-SMARINA	37.1119	0.00000082	25	35
42-MARANGA	0.0000	0.00000000	0	0
42-PERSHING	0.0000	0.00000000	0	0
44-INFAN	0.0000	0.00000000	0	0
45-MIRONES	0.0000	0.00000000	0	0
46-CAUDI	0.0000	0.00000000	0	0
47-PIED	0.0000	0.00000000	0	0
48-ZAPA	1.0168	0.00000082	25	35
49-PAMPI	67.3606	0.00000082	25	35
50-OQUENDO	129.6373	0.00000082	25	35
51-TVALLE	0.0000	0.00000000	0	0
52-VENTA	0.0000	0.00000000	0	0
53-CHANCAY	0.0000	0.00000000	0	0
54-HUARAL	0.0000	0.00000000	0	0
55-NARAN	0.0000	0.00000000	0	0
56-INDUST	125.0619	0.00000082	25	35
57-CHIMA220	0.0000	0.00000000	0	0
58-NAR10	94.3048	0.00000082	25	35
59-INF10	481.0562	0.00000082	25	35
60-PIED10	119.2155	0.00000082	25	35

61-CAUD10	119.2155	0.00000082	25	35
62-CHAV10	647.9325	0.00000082	25	35
63-OQUEN10	144.1262	0.00000082	25	35
64-TVALL10	338.9635	0.00000082	25	35
65-CHAN10	56.0491	0.00000082	25	35
66-HUAR10	63.0393	0.00000082	25	35
67-VENT10	94.3048	0.00000082	25	35
68-ZAP10	106.7601	0.00000082	25	35
69-DER	0.0000	0.00000000	0	0
70-ANCON	0.0000	0.00000000	0	0
71-ANC10	15.7598	0.00000082	25	35
72-MIR10	610.5664	0.00000082	25	35
73-PAND10	376.2025	0.00000082	25	35
74-SMAR10	362.4762	0.00000082	25	35
75-MAR10	275.5429	0.00000082	25	35
76-PERSH10	445.0882	0.00000082	25	35

TABLA G3 : VALORES MÁXIMOS DE DURACIÓN POR CORTE DE CARGA EN LAS BARRAS

BAR	MDLck	PROBABILIDAD	EVENTO	
1-HUIN220	0.0000	0.00000000	0	0
2-PANU220	0.0000	0.00000000	0	0
3-ZAPA220	0.0000	0.00000000	0	0
4-VENT220	12.7253	0.00000122	25	36
5-CHAVA220	0.0000	0.00000000	0	0
6-ROSA220	0.0000	0.00000000	0	0
7-CHAVA60	1.2940	0.00025009	76	0
8-BARSI220	1.6783	0.00026727	8	0
9-REFZN220	12.7245	0.00000000	16	36
10-HUAMP60	0.0000	0.00000000	0	0
11-SROSA60	12.7253	0.00000122	25	36
12-BAL60	12.7095	0.00000082	25	35
13-BAL220	0.0000	0.00000000	0	0
14-SJNLS220	0.0000	0.00000000	0	0
15-IND220	12.7095	0.00000082	25	35
16-ICA220	20.6348	0.00316082	2	0
17-MARC220	20.7275	0.00887543	3	0
18-POMAC220	0.0000	0.00000000	0	0
19-CARMI220	0.0000	0.00000000	0	0
20-HUAYU220	12.8815	0.00020367	11	22
21-PACHA220	0.0000	0.00000000	0	0
22-ONU220	20.5845	0.00004345	23	0
23-HVELI220	12.8147	0.00012443	9	10
24-BARSI60	12.7095	0.00000082	25	35
25-MOYOP60	0.0000	0.00000000	0	0
26-SALAM60	15.1841	0.00000026	14	69
27-DERPUEN	15.1849	0.00000029	12	69
28-CALLA60	0.0000	0.00000000	0	0
29-CALL220	0.0000	0.00000000	0	0
30-CALLA220	0.0000	0.00000000	0	0

31-HUACH60	15.1848	0.00000043	30	42
32-NANA	15.1841	0.00000030	30	41
33-SROSV60	12.7095	0.00000082	25	35
34-SJNLS2	12.7095	0.00000082	25	35
35-YANA220	0.0000	0.00000000	0	0
36-HCHO220	0.0000	0.00000000	0	0
37-MONTE	15.1770	0.00000003	37	38
38-SANITA	15.1849	0.00000046	30	39
39-SCLARA	15.1787	0.00000009	42	43
40-PANDO	1.6783	0.00026727	8	0
41-SMARINA	12.7095	0.00000082	25	35
42-MARANGA	1.6783	0.00026727	8	0
42-PERSHING	2.7014	0.00000465	48	50
44-INFAN	1.9213	0.00000029	51	65
45-MIRONES	1.7035	0.00033170	52	0
46-CAUDI	1.3829	0.00000134	53	54
47-PIED	1.8370	0.00000054	55	56
48-ZAPA	12.7095	0.00000082	25	35
49-PAMPI	12.7095	0.00000082	25	35
50-OQUENDO	12.7095	0.00000082	25	35
51-TVALLE	1.8538	0.00000041	58	59
52-VENTA	2.2932	0.00116093	62	0
53-CHANCAY	2.6917	0.00000628	63	72
54-HUARAL	2.6917	0.00000628	63	72
55-NARAN	1.9213	0.00000029	65	66
56-INDUST	12.7095	0.00000082	25	35
57-CHIMA220	0.0000	0.00000000	0	0
58-NAR10	12.7095	0.00000082	25	35
59-INF10	12.7095	0.00000082	25	35
60-PIED10	12.7095	0.00000082	25	35
61-CAUD10	12.7095	0.00000082	25	35
62-CHAV10	12.7095	0.00000082	25	35
63-OQUEN10	12.7095	0.00000082	25	35
64-TVALL10	12.7095	0.00000082	25	35
65-CHAN10	12.7095	0.00000082	25	35
66-HUAR10	12.7095	0.00000082	25	35
67-VENT10	12.7095	0.00000082	25	35
68-ZAP10	12.7095	0.00000082	25	35
69-DER	2.3483	0.00000164	71	72
70-ANCON	3.7122	0.00048241	73	0
71-ANC10	12.7095	0.00000082	25	35
72-MIR10	12.7095	0.00000082	25	35
73-PAND10	12.7095	0.00000082	25	35
74-SMAR10	12.7095	0.00000082	25	35
75-MAR10	12.7095	0.00000082	25	35
76-PERSH10	12.7095	0.00000082	25	35

TABLA G4 : VALORES PROMEDIO POR BARRA

BAR	ALCk	AENSk	ADLcK
1-HUIN220	0.00000000	0.00000000	0.00000000
2-PANU220	0.00000000	0.00000000	0.00000000
3-ZAPA220	0.00000000	0.00000000	0.00000000
4-VENT220	0.90000000	8.32374100	9.24860300
5-CHAVA220	0.00000000	0.00000000	0.00000000
6-ROSA220	0.00000000	0.00000000	0.00000000
7-CHAVA60	0.00000000	0.00000000	1.27001200
8-BARSI220	0.00000000	0.00000000	1.63861700
9-REFZN220	26.41159000	236.97160000	9.04355300
10-HUAMP60	0.00000000	0.00000000	0.00000000
11-SROSA60	48.55804000	148.99690000	3.13275400
12-BAL60	104.04600000	785.65960000	7.53373800
13-BAL220	0.00000000	0.00000000	0.00000000
14-SJNLS220	0.00000000	0.00000000	0.00000000
15-IND220	51.65000000	656.44790000	12.70954000
16-ICA220	24.83999000	392.92860000	15.81838000
17-MARC220	42.70000000	678.28510000	15.88490000
18-POMAC220	0.00000000	0.00000000	0.00000000
19-CARMI220	0.00000000	0.00000000	0.00000000
20-HUAYU220	23.40000000	301.41150000	12.88083000
21-PACHA220	0.00000000	0.00000000	0.00000000
22-ONU220	5.30000100	83.31571000	15.71994000
23-HVELI220	3.84000000	49.20578000	12.81401000
24-BARSI60	28.68001000	38.33721000	1.33672300
25-MOYOP60	0.00000000	0.00000000	0.00000000
26-SALAM60	42.61552000	272.73520000	6.77003800
27-DERPUEN	43.62629000	319.39890000	7.32997300
28-CALLA60	0.00000000	0.00000000	0.00000000
29-CALL220	0.00000000	0.00000000	0.00000000
30-CALLA220	0.00000000	0.00000000	0.00000000
31-HUACH60	45.46307000	115.69400000	3.14597600
32-NANA	0.87091850	8.05007100	8.77874700
33-SROSV60	53.83505000	81.47509000	1.43825200
34-SJNLS2	73.44740000	402.92470000	6.46696900
35-YANA220	0.00000000	0.00000000	0.00000000
36-HCHO220	0.00000000	0.00000000	0.00000000
37-MONTE	17.02126000	156.06570000	7.76456300
38-SANITA	4.68834100	16.00327000	2.70048300
39-SCLARA	6.75000000	62.97694000	9.32991600
40-PANDO	0.00000000	0.00000000	1.38202600
41-SMARINA	2.92000100	3.90399600	1.33698500
42-MARANGA	0.00000000	0.00000000	1.33516900
42-PERSHING	0.00000000	0.00000000	1.34007300
44-INFAN	0.00000000	0.00000000	1.27082900
45-MIRONES	0.00000000	0.00000000	1.46779700
46-CAUDI	0.00000000	0.00000000	1.27046300
47-PPIED	0.00000000	0.00000000	1.27069900
48-ZAPA	0.07999999	0.10184530	1.27306600
49-PAMPI	5.30000100	6.74615500	1.27286000
50-OQUENDO	10.20000000	12.98566000	1.27310400

51-TVALLE	0.00000000	0.00000000	1.27054300
52-VENTA	0.00000000	0.00000000	1.96096800
53-CHANCAY	0.00000000	0.00000000	1.28701800
54-HUARAL	0.00000000	0.00000000	1.28843400
55-NARAN	0.00000000	0.00000000	1.27082900
56-INDUST	9.84001100	18.74758000	1.90524200
57-CHIMA220	0.00000000	0.00000000	0.00000000
58-NAR10	7.41999400	19.62631000	2.64505600
59-INF10	37.85000000	59.08154000	1.56093700
60-PIED10	9.37999800	24.81027000	2.64501900
61-CAUD10	9.38000100	25.17302000	2.68369200
62-CHAV10	50.98001000	60.79884000	1.19260100
63-OQUEN10	11.33998000	29.55276000	2.60606200
64-TVALL10	26.66998000	40.86625000	1.53229200
65-CHAN10	4.40999800	11.48751000	2.60487800
66-HUAR10	4.95999700	13.11367000	2.64388600
67-VENT10	7.42001500	17.82050000	2.40168600
68-ZAP10	8.39999700	22.22252000	2.64553600
69-DER	0.00000000	0.00000000	1.27532300
70-ANCON	0.00000000	0.00000000	2.19371400
71-ANC10	1.24000000	3.58085300	2.88778600
72-MIR10	48.04000000	64.15961000	1.33554500
73-PAND10	29.60002000	44.24201000	1.49466300
74-SMAR10	28.51322000	42.43388000	1.48817900
75-MAR10	21.67674000	33.87616000	1.56280900
76-PERSH10	35.02003000	53.09369000	1.51609600

TABLA G5 : VALORES POR AISLAMIENTO DE LA BARRA

BAR	NLC_1	ELC_1	EENS_1	EDLC_1
1-HUIN220	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
2-PANU220	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
3-ZAPA220	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
4-VENT220	0.01218881	0.01096993	0.10261860	0.11402060
5-CHAVA220	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
6-ROSA220	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
7-CHAVA60	2.11574400	0.00000000	0.00000000	2.68702000
8-BARSI220	1.75203400	0.00000000	0.00000000	2.87091400
9-REFZN220	0.00056777	0.02168869	0.27565000	0.00721597
10-HUAMP60	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
11-SROSA60	0.00056504	0.02778286	0.35310740	0.00718136
12-BAL60	0.00056504	0.10033360	1.27519400	0.00718136
13-BAL220	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
14-SJNLS220	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
15-IND220	0.00056504	0.02918415	0.37091720	0.00718136
16-ICA220	2.14101500	53.18279000	841.26610000	33.86739000
17-MARC220	8.06305900	344.29270000	5469.05300000	128.08090000
18-POMAC220	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
19-CARMI220	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
20-HUAYU220	0.13906950	3.25422500	41.91714000	1.79133100
21-PACHA220	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
22-ONU220	0.03015843	0.15983970	2.51267100	0.47408870

23-HVELI220	0.08562539	0.32880150	4.21326400	1.09720400
24-BARSI60	4.18588400	120.05120000	160.47280000	5.59528800
25-MOYOP60	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
26-SALAM60	0.00066533	0.02962036	0.38750800	0.00870413
27-DERPUEN	0.00056504	0.03448419	0.43827830	0.00718136
28-CALLA60	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
29-CALL220	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
30-CALLA220	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
31-HUACH60	0.00056504	0.02883382	0.36646470	0.00718136
32-NANA	0.00064808	0.00559294	0.07285296	0.00844183
33-SROSV60	0.00056504	0.05823833	0.74018260	0.00718136
34-SJNLS2	0.18315160	21.97088000	94.84642000	0.79065050
35-YANA220	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
36-HCHO220	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
37-MONTE	0.00058043	0.01277531	0.16320440	0.00741501
38-SANITA	0.00061880	0.00530311	0.06853774	0.00799740
39-SCLARA	0.00065167	0.00439880	0.05735057	0.00849638
40-PANDO	5.58111400	0.00000000	0.00000000	7.71324700
41-SMARINA	4.18804800	12.22910000	16.34661000	5.59815200
42-MARANGA	4.18531800	0.00000000	0.00000000	5.58810700
42-PERSHING	4.20039700	0.00000000	0.00000000	5.62884000
44-INFAN	2.11840200	0.00000000	0.00000000	2.69212700
45-MIRONES	4.25742000	0.00000000	0.00000000	6.24902700
46-CAUDI	2.12422500	0.00000000	0.00000000	2.69874800
47-PPIED	2.11831000	0.00000000	0.00000000	2.69173400
48-ZAPA	2.11630900	0.16930470	0.21553610	2.69420100
49-PAMPI	2.11980900	11.23499000	14.30056000	2.69821900
50-OQUENDO	2.11630900	21.58636000	27.48084000	2.69420100
51-TVALLE	2.11767000	0.00000000	0.00000000	2.69059000
52-VENTA	7.71880400	0.00000000	0.00000000	15.13633000
53-CHANCAY	2.14599900	0.00000000	0.00000000	2.76193900
54-HUARAL	2.14937700	0.00000000	0.00000000	2.76933000
55-NARAN	2.11840200	0.00000000	0.00000000	2.69212700
56-INDUST	5.65522100	55.64743000	106.02170000	10.77456000
57-CHIMA220	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
58-NAR10	4.01044500	29.75747000	78.71024000	10.60785000
59-INF10	3.74573200	141.77600000	221.30360000	5.84685300
60-PPIED10	4.01035300	37.61710000	99.49795000	10.60746000
61-CAUD10	4.02206800	37.72700000	101.24760000	10.79399000
62-CHAV10	4.56096700	232.51820000	277.29740000	5.43933500
63-OQUEN10	3.28686600	37.27301000	97.13596000	8.56577800
64-TVALL10	4.07171100	108.59250000	166.39550000	6.23904900
65-CHAN10	3.31712100	14.62850000	38.10546000	8.64069700
66-HUAR10	4.04142000	20.04543000	52.99784000	10.68505000
67-VENT10	9.61190500	71.32048000	171.28900000	23.08478000
68-ZAP10	4.00778600	33.66539000	89.06310000	10.60274000
69-DER	2.12793500	0.00000000	0.00000000	2.71380500
70-ANCON	3.59737000	0.00000000	0.00000000	7.89160300
71-ANC10	4.76848900	5.91292800	17.07526000	13.77037000
72-MIR10	6.33897800	304.52450000	406.70630000	8.46599300
73-PAND10	7.53396200	223.00540000	333.31760000	11.26073000
74-SMAR10	6.14033200	175.12240000	260.62870000	9.13845300
75-MAR10	6.50243900	140.97280000	220.30330000	10.16160000
76-PERSH10	6.01045200	210.48620000	319.11710000	9.11242600

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Agarwal S.K., Torre W.V.
"Development of Reliability Targets For Planning Transmission Facilities Using Probabilistic Techniques – A Utility Approach",
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No 2,
May 1997
- [2] Bhavaraju M.P., Billinton R., Reppen N.D., Albrecht P.F.
"Requirements For Composite System Reliability Evaluation Models"
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No 1,
February 1988
- [3] Billinton R.
"Reliability Assessment in the New Electric Power Utility Environment",
IEEE – ANDESCON99, 1999
- [4] Billinton R.
"Composite System Adequacy Assessment – The Contingency Enumeration Approach",
IEEE – ANDESCON99, 1999
- [5] Billinton R.
"Reliability Considerations in the New Electric Power Utility Industry",
Canadian Electricity Association, Electricity Conference and Exposition, 1997
- [6] Billinton R., Khan E.
"A Comparison of Existing Computer Programs. For Composite System Adequacy Evaluation",
CEA Transactions, Vol. 28, March 1989
- [7] Billinton R., Allan R.
"Reliability Evaluation of Power Systems",
Pitman Advanced Publishing Program, London, 1984
- [8] Billinton R.
"Reliability Considerations In Electric Power Systems",
University of Saskatchewan, Saskatoon, Canada 1981

- [9] Billinton R.
"Power System Reliability Evaluation",
Gordon and Breach, Science Publishers, 1980

- [10] Castillo Prada, Carlos Alberto
"Evaluación de la Confiabilidad de Sistemas de Generación –
Transmisión de Energía Eléctrica mediante el Método de
Probabilidad Condicional",
Tesis para optar el título de Ingeniero Electricista,
Universidad Nacional de Ingeniería, Perú 1985

- [11] Camargo Celso de Brasil
"Confiabilidade Aplicada a Sistemas de Potência Eléctrica",
Editora Fundação do Ensino da Engenharia em Santa Catarina,
1981

- [12] Colegio de Ingenieros del Perú, Consejo Departamental de Lima,
Capítulo de Ingeniería Mecánica Eléctrica.
Seminario de Actualización Profesional : " Oferta, Demanda y
Ahorro de Energía Eléctrica en la Hora Actual", 1995

- [13] Corredor Avella, Pablo H.
"Análisis de Sistemas de Potencia en Estado Estacionario",
Universidad Pontificia Bolivariana de Colombia, 1992

- [14] Dalton J. G., Garrison D. L., Fallon C.M.
"Valued-Based Reliability Transmission Planning",
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No 3,
August 1996

- [15] Díaz Vera, Juan
"Evaluación de la Confiabilidad en el Marco Reestructurado de los
Sistemas Eléctricos Competitivos".
Tesis para optar al grado de Ingeniero Civil de Industrias con
Diploma en Ingeniería Eléctrica.
Pontificia Universidad Católica de Chile, 2000

- [16] Enríquez Harper, Gilberto
"Técnicas Computacionales en Sistemas Eléctricos de Potencia",
Editorial Limusa S.A. México, 1986

- [17] Jonnavithula S., Billinton R.
"Topological Analysis in Bulk Power System Reliability Evaluation",
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No 1,
February 1997

- [18] Larraín Llona, Ricardo
"Cálculo de un Índice de Indisponibilidad de Transmisión para el Sistema Interconectado Central Basado en el Método Predictivo Probabilístico Analítico".
Tesis para optar al grado de Ingeniero Civil de Industrias con Diploma en Ingeniería Eléctrica.
Pontificia Universidad Católica de Chile, 2001
- [19] Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
D.S. No 020-97-E.M.
- [20] Ross Kenneth A., Wright Charles
"Matemáticas Discretas"
- [21] Rudnick H., Palma R., Cura E., Silva C.
"Economically Adapted Transmission Systems in Open Access Schemes – Application of Genetic Algorithms",
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No 3,
August 1996
- [22] Sahm Sarty
" Mathematical Concepts in Science and Engineering"
- [23] Sankarakrishnan A., Billinton R.
"Effective Techniques for Reliability Worth Assessment in Composite Power System Networks Using Monte Carlo Simulation",
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No 3,
August 1996
- [24] Soto Retamal, Manuel
"Cálculo de Índices Nodales y Funcionales de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia".
Tesis de Magister en Ciencias de Ingeniería.
Pontificia Universidad Católica de Chile, 1997
- [25] Stagg Glenn S., El-Abiad Ahmed H.
"Computação Aplicada a Sistemas de Geração e Transmissão de Potência",
Editora Guanabara Dois S.A. Rio de Janeiro, 1979
- [26] Tabors Richard
"Transmission System Management and Pricing : New Paradigms and International Comparisons",
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No 1,
February 1994

- [27] Taha
"Investigación de Operaciones",
Segunda edición, Ediciones Alfaomega S.A. México, 1991
- [28] Task Force Bulk Power Indices, Sub-Task Force on Future Needs
"Bulk Power System Reliability Criteria and Indices Trends and
Future Needs",
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No 1,
February 1994
- [29] Task Force on Bulk Power System Reliability
"Bulk Power System Reliability concepts and Applications",
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No 1,
May 1988
- [30] <http://www.lindo.com> - Lindo Systems Inc.